



BANCA D'ITALIA
EUROSISTEMA

Questioni di Economia e Finanza

(Occasional Papers)

La qualità dell'approvvigionamento di energia elettrica:
un confronto fra macroaree

di Simona Galano, Luca Sessa e Simone Zuccolà

Dicembre 2022

Numero

737



BANCA D'ITALIA
EUROSISTEMA

Questioni di Economia e Finanza

(Occasional Papers)

La qualità dell'approvvigionamento di energia elettrica:
un confronto fra macroaree

di Simona Galano, Luca Sessa e Simone Zuccolà

Numero 737 – Dicembre 2022

La serie Questioni di economia e finanza ha la finalità di presentare studi e documentazione su aspetti rilevanti per i compiti istituzionali della Banca d'Italia e dell'Eurosistema. Le Questioni di economia e finanza si affiancano ai Temi di discussione volti a fornire contributi originali per la ricerca economica.

La serie comprende lavori realizzati all'interno della Banca, talvolta in collaborazione con l'Eurosistema o con altre Istituzioni. I lavori pubblicati riflettono esclusivamente le opinioni degli autori, senza impegnare la responsabilità delle Istituzioni di appartenenza.

La serie è disponibile online sul sito www.bancaditalia.it.

LA QUALITÀ DELL'APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA: UN CONFRONTO FRA MACROAREE

di Simona Galano*, Luca Sessa** e Simone Zuccolà**

Sommario

La qualità dell'approvvigionamento energetico costituisce un importante fattore di competitività per le imprese e di benessere per le famiglie. Analizzando i divari sul territorio italiano nella continuità della fornitura elettrica, il lavoro mostra come, in media per utente, le interruzioni risultino nel Mezzogiorno almeno doppie in numero e durata rispetto al Centro-Nord, mentre è circa tripla la frequenza dei buchi di tensione (quadrupla per quelli a maggiore severità). Le interruzioni sono costose: un esercizio econometrico mostra una significativa perdita di produttività per le imprese, più elevata per quelle a minore intensità di capitale (più presenti nel Mezzogiorno) che verosimilmente meno si dotano di macchinari che le immunizzano dai rischi di discontinuità della fornitura. I persistenti divari nella qualità della distribuzione elettrica riflettono quelli nella capacità, nella densità e nella magliatura delle infrastrutture di rete, più elevate al Centro-Nord dove maggiore è la domanda di energia elettrica e indipendenti nel Mezzogiorno dai comportamenti del governo locale. Sebbene l'Autorità regolatoria preveda un sistema di incentivi per favorire la qualità offerta, la possibilità di compensare le penalità subite nel Mezzogiorno con premi conseguiti nel Centro-Nord potrebbe avere contribuito alla persistenza dei divari. Le recenti innovazioni regolatorie, mirate soprattutto alle aree con maggiori margini di miglioramento, e i programmi di intensificazione e potenziamento dell'infrastruttura elettrica lungo tutta la filiera, che riservano al Mezzogiorno una quota significativa degli investimenti, potrebbero contribuire a innalzare e uniformare sul territorio la qualità della fornitura, alleviando un fattore di contesto che si somma a quelli che gravano sull'attrattività delle regioni meridionali.

Classificazione JEL: L94, L51, H44, H54, D24.

Parole chiave: energia elettrica, qualità, continuità della fornitura, interruzioni, buchi di tensione, divari territoriali, produttività, competitività, regolazione, infrastrutture.

DOI: 10.32057/0.QEF.2022.0737

* Università degli Studi di Napoli "Parthenope".

** Banca d'Italia, Divisione Analisi e ricerche economiche territoriali, Sede di Napoli, luca.sessa@bancaditalia.it, simone.zuccolala@bancaditalia.it.

Indice

1. Introduzione.....	5
2. Struttura della rete elettrica e sistema regolatorio della qualità della fornitura.....	7
2.1 La filiera elettrica in Italia	7
2.2 Il sistema elettrico nazionale	8
3. Divari territoriali nella qualità della fornitura di energia elettrica.....	11
3.1 Indicatori Arera sulla continuità della fornitura	11
3.1.1 Divari territoriali per l'utenza MT.....	11
3.1.2 Divari territoriali per l'utenza BT.....	12
3.2 Indicatori sulla qualità della tensione	13
4. Premi e penalità per il miglioramento della qualità della fornitura di energia elettrica	14
4.1 Regolazione individuale per utenti in MT.....	15
4.2 Regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso su BT	15
4.3 Il Nuovo Pacchetto della Qualità 2020-2023	17
5. Qualità elettrica negli anni pandemici	18
6. Divari territoriali nella struttura della rete elettrica e qualità della fornitura	19
7. Qualità elettrica nel Mezzogiorno e cultura amministrativa e comportamentale locale	21
8. Investimenti nelle infrastrutture elettriche e qualità della fornitura	22
8.1 Investimenti in infrastrutture elettriche finanziati per via tariffaria	22
8.2 Piani europei per gli investimenti nazionali in infrastrutture elettriche	24
9. Rilevanza economica delle interruzioni	26
9.1 Stime esistenti sulla rilevanza economica delle interruzioni.....	26
9.2 Una nostra stima	27
9.3 Dati	27
9.4 Metodologia.....	28
9.5 Risultati	29
10. Conclusioni.....	30
Figure e tavole	33
Appendice.....	66
A.1 Regole Arera di premi-penalità nella <i>Regolazione individuale per utenti in MT</i> e nella <i>Regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso su BT</i>	66
A.2 Note sulla rilevazione QuEEN di RSE.....	69
Bibliografia.....	71

1. Introduzione¹

L'attrattività di un territorio, in termini sia di insediamenti produttivi sia di scelte residenziali, dipende in misura significativa dai fattori di contesto, suscettibili di influenzare tanto la produttività e competitività delle imprese quanto il benessere delle famiglie. Fra le variabili di contesto, la qualità della fornitura di energia elettrica, nelle sue dimensioni di continuità (assenza di interruzioni) e di regolarità della forma d'onda, assume un ruolo centrale e crescente per le attività di vita e di lavoro², anche in risposta alle esigenze di transizione ecologica, che imporranno un aumento dell'elettrificazione per consentire lo sfruttamento delle fonti rinnovabili.

Interruzioni e alterazioni di tensione hanno un impatto negativo sull'attività produttiva. Targosz e Manson (2007a) iniziano il loro contributo all'*Handbook of power quality* affermando che *“the impacts of poor power quality on organizations' operational efficiency are significant and disruptive [...] financial impacts, where relevant, are far greater than had previously been recognized”*. Quali conseguenze dirette delle discontinuità elettriche di ogni intensità o durata gli autori indicano la perdita di produzione e le penalità per mancata o ritardata consegna, i costi legati alla ripresa del processo produttivo, i malfunzionamenti e i danni ai macchinari (che implicano riparazione o sostituzione, e magari noleggio temporaneo), lo spreco di materie prime e semilavorati, l'inattività del personale, i più elevati premi assicurativi. Elencano anche effetti indiretti, quali il rinvio forzoso degli incassi e la perdita di quote di mercato³. A questi costi vanno aggiunti quelli addizionali che derivano dall'indotta necessità di tutelarsi dotandosi di gruppi di continuità, stabilizzatori di tensione, generatori di corrente, accumulatori ed altri macchinari che, assorbendo risorse, possono anche riflettersi in una complementare riduzione degli investimenti in capitale produttivo. I rischi implicati dalle discontinuità elettriche investono tutti i settori, ma sono particolarmente rilevanti per la trasformazione alimentare, per i settori ad alto contenuto tecnologico come quelli dell'aerospazio o della farmaceutica⁴, e in generale per l'insieme delle grandi imprese, caratterizzate da processi produttivi complessi. Inoltre, i problemi causati dalle discontinuità elettriche sono più gravi per le apparecchiature più moderne, dotate di circuiti elettronici.

Naturalmente, le discontinuità e gli altri disturbi nella fornitura sono forieri di costi anche per le famiglie, dato che impediscono l'uso e arrecano pregiudizio alle apparecchiature domestiche e condominiali, e comportano una perdita di fruibilità del tempo libero.

Nel presente studio si analizzano i divari nella qualità dell'approvvigionamento elettrico fra aree del territorio italiano, una dimensione che pur riflettendosi nelle preoccupazioni del legislatore nella riforma del settore alla volta del millennio⁵, ha finora ricevuto poca attenzione nella nostra

¹ Gli autori esprimono apprezzamento e gratitudine per la preziosa consulenza di ARERA nelle persone di Luca Lo Schiavo, Riccardo Vailati, Ferruccio Villa, Alessandro Avola e Marco Silvi. Ringraziano inoltre Davide Fantino, Sara Formai e Alessandro Mistretta per avere condiviso il proprio data set su dati d'impresa, nonché Francesco Marzullo e Alessandro Venturi di Terna SpA, Giuseppe Albanese, Paolo Angelini, Marilena Barbaro, Silvia Giacomelli, Rosalia Greco, Andrea Linarello, Giovanna Messina, Litterio Mirenda, Marianna Succuro, Roberto Torrini e i partecipanti alle riunioni annuali 2022 di Aisre e SIE e al seminario incluso nel progetto di ricerca della Banca d'Italia sul Mezzogiorno, cui questo lavoro è ascritto. Le opinioni espresse e gli eventuali errori sono esclusiva responsabilità degli autori e non riflettono necessariamente quelle delle istituzioni di appartenenza.

² Concordemente, la legge 146/1990 inserisce l'approvvigionamento di energia elettrica fra i servizi pubblici essenziali.

³ Gli autori elencano anche fattori di impatto sociale quali il disagio climatico negli ambienti lavorativi o domestici e i rischi per la salute e la sicurezza.

⁴ Cfr. Fumagalli et al. (2007). Ad es., la produzione di intere partite di turbine o di farmaci diviene sotto standard di qualità, e quindi da macero, in presenza di meri cali di tensione elettrica.

⁵ La legge istitutiva dell'Autorità regolatoria (481/1995) le affida, fra gli altri compiti, quello di garantire adeguati livelli di qualità nella fornitura di energia elettrica assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale. La legge 239/2004, di riordino del settore energetico dopo la riforma costituzionale del 2001, ha poi incluso fra gli obiettivi generali di politica energetica del Paese la garanzia di continuità degli approvvigionamenti e la

letteratura economica, nonostante le relazioni annuali dell'autorità regolatoria nazionale (ARERA, Autorità di regolazione per energia reti e ambiente) abbiano ripetutamente posto in luce il mercato divario a sfavore del Mezzogiorno nella qualità elettrica fornita sulle tensioni di più diffusa fruizione (media e bassa tensione, MT e BT)⁶.

Tale divario ricalca quelli rilevati per i fattori di contesto tipicamente analizzati in letteratura (quali la dotazione di infrastrutture economiche e sociali, la qualità e il costo dei servizi pubblici, o i tassi di criminalità e litigiosità). La qualità della distribuzione elettrica si distingue tuttavia dagli altri fattori per il ruolo marginale svolto, nel Mezzogiorno, dall'azione delle amministrazioni locali o dai comportamenti dei cittadini nel dare origine a questo specifico divario e riveste pertanto un particolare interesse analitico per comprendere l'insieme degli elementi che contribuiscono al ritardo di sviluppo di questa macroarea.

Nell'analisi ci concentriamo infatti sulle *interruzioni senza preavviso di responsabilità del distributore* (d'ora innanzi, ISPRD), molto superiori nel Mezzogiorno, non attribuibili a cause esterne, forza maggiore e eventi meteorologici fuori fascia di normalità⁷, che escludono pertanto ogni responsabilità da parte sia degli utenti sia delle istituzioni locali⁸, e che nelle regioni meridionali dipendono pressoché interamente dalla qualità del servizio fornito da un'unica impresa di distribuzione a partecipazione statale, senza nessun concorso nella gestione da parte degli enti territoriali⁹.

L'evidenza sulle ISPRD viene poi arricchita dall'analisi di altri indicatori di qualità dell'approvvigionamento elettrico, segnatamente i buchi di tensione, per i quali si riscontrano divari territoriali ancora più elevati rispetto a quelli relativi alle interruzioni, anch'essi con una limitata dipendenza da fattori comportamentali¹⁰. Quanto alle cause del ritardo, lo studio mostra come le differenze territoriali nella qualità della fornitura elettrica siano riconducibili in ultima analisi alla diversa dotazione, articolazione e qualità delle infrastrutture, meno sviluppate e resilienti nelle regioni del Mezzogiorno, dove minore è la densità delle attività produttive e quindi più bassa la domanda di energia elettrica. Nello studio si offrono indicazioni specifiche sulle fasi della filiera caratterizzate da strozzature che penalizzano la continuità della fornitura in specifiche aree del paese, utili anche per

promozione del riequilibrio territoriale attraverso lo sviluppo e la diffusione del servizio in maniera omogenea sul territorio nazionale.

⁶ Per MT, cfr. anche Banca d'Italia (2018).

⁷ La responsabilità del distributore è di gran lunga la causa più frequente cui sono imputate le interruzioni. Fra le cause esterne figurano quelle relative a comportamenti degli utenti, di soggetti terzi o delle istituzioni, quali inadeguatezze negli impianti d'utenza, reati (ad es. furti di componenti di rete) e negligenze. Secondo indicazioni dell'ARERA, i furti (tipicamente di rame) in genere interessano porzioni di rete cui sono collegate poche o singole utenze (es. villaggi turistici estivi nel Mezzogiorno); le relative interruzioni, trascurabili sia nel numero sia nella quota di utenti interrotti, possono durare anche mesi in quanto un rapido ripristino implicherebbe il rischio di nuovi furti prima della successiva stagione turistica. Gli eventi meteorologici fuori fascia di normalità sono identificati dall'ARERA applicando il metodo statistico definito da Fumagalli et al. (2009), che individua i "periodi di condizioni perturbate" con riferimento ai dati degli ultimi tre anni disponibili all'inizio di ciascun periodo di regolazione (cfr. Appendice).

⁸ I divari appaiono peraltro di simile entità sia se si analizzano l'insieme delle interruzioni (si veda Bucci et al. 2021), a cui in linea di principio potrebbe concorrere una responsabilità degli utenti, sia se ci si concentra sulle ISPRD.

⁹ Nelle regioni centro-settentrionali, servite anche da società distributrici partecipate da enti locali, le ISPRD possono in linea di principio dipendere anche dalla qualità del governo locale, ma, come vedremo, tra le regioni del Centro Nord non si evidenziano differenze significative tra le aree in concessione all'operatore nazionale e quelle servite anche da un'impresa distributtrice pubblica locale.

¹⁰ I buchi di tensione e le anomalie di forma d'onda dipendono infatti prevalentemente da fattori tecnici. Ad esempio, con il crescente numero di impianti di generazione a energia rinnovabile, va aumentando il complesso di fluttuazioni e deviazioni di frequenza e di buchi di tensione. Invece un furto di un componente della rete è più probabile che causi un'interruzione piuttosto che una diminuzione di tensione.

una valutazione di quale possa essere l'impatto (anche territoriale) sulla qualità elettrica dei programmi di investimento, in particolare quelli promossi dall'UE e inclusi nei piani nazionali.

Ci si sofferma poi nell'analisi dello strumento principale su cui il policy-maker fa affidamento per raggiungere standard di servizio elevati e comuni in tutto il territorio nazionale, ovvero la regolazione dell'ARERA in base alla quale i distributori di energia elettrica riscuotono premi o pagano penalità in funzione del numero e della durata delle interruzioni attribuibili alla loro responsabilità. L'analisi dei dati sui premi e penalità restituisce un'immagine speculare a quella dei divari nella qualità del servizio, e allo stesso tempo consente una valutazione critica dell'efficacia dello strumento nel ridurre tali divari.

Infine, si offre una valutazione, limitata all'attività di impresa, della rilevanza economica delle discontinuità nella fornitura di energia elettrica, mostrando come queste riducano la produttività aziendale, e penalizzino quindi in particolare le imprese collocate in aree dove minore è la qualità del servizio.

Nel prossimo paragrafo descriviamo gli elementi essenziali della struttura del sistema elettrico italiano e del relativo regime regolatorio. Nel paragrafo 3 si ricostruiscono, per gli anni fino alla pandemia, l'andamento e l'entità dei divari territoriali nella qualità dell'approvvigionamento elettrico per la parte che non attiene a eventi naturali, cause esterne e forza maggiore. Il paragrafo 4 fornisce una spiegazione in termini di incentivi economici (premi e penalità regolatori) del persistere di un simile equilibrio, e presenta le misure correttive recentemente varate dall'ARERA per contrastare i fattori di inerzia. Il paragrafo 5 offre una breve valutazione degli andamenti di interruzioni e premi-penalità nel biennio pandemico. Il paragrafo 6 approfondisce la relazione critica fra dotazione infrastrutturale elettrica e qualità della fornitura, dedicando particolare attenzione alla rete di distribuzione e alle interazioni con quella di trasmissione. Il paragrafo 7 documenta per il Mezzogiorno la sostanziale indipendenza della qualità della fornitura da elementi collegati ai comportamenti amministrativi e individuali locali. Il paragrafo 8 dà conto dei principali schemi di policy recenti, sia nazionali sia sovranazionali, per il potenziamento dell'infrastrutturazione elettrica, con particolare riguardo alla loro capacità di attenuazione dei divari nella qualità della fornitura. Prima delle conclusioni, il paragrafo 9 presenta una verifica del valore economico delle discontinuità, realizzata attraverso una stima econometrica dell'impatto che le interruzioni elettriche hanno sulla produttività delle imprese.

2. Struttura della rete elettrica e sistema regolatorio della qualità della fornitura

Per meglio inquadrare il problema delle discontinuità nella fornitura elettrica alle utenze in Italia è utile riepilogare sinteticamente le caratteristiche principali sia della filiera sia del sistema elettrico nazionale, per quel che inerisce all'oggetto di studio.

2.1 La filiera elettrica in Italia

La filiera elettrica si compone di quattro fasi: produzione, trasmissione, distribuzione e vendita. La produzione proviene da fonti fossili o rinnovabili ed è sostanzialmente non immagazzinabile, se non ad alti costi. Sebbene l'avvio delle incentivazioni amministrative e finanziarie (nazionali e regionali) agli impianti di fonti rinnovabili abbia contribuito nel Mezzogiorno alla riduzione di circa 20 punti percentuali in un decennio del gap di capacità produttiva per kmq nei confronti del Nord, il divario resta ancora ampio, ed è maggiore in termini di produzione effettiva (tav. 1). Anche in virtù dell'aumento di capacità, la produzione del Mezzogiorno è superiore a quella del Centro ma, unica

fra le macroaree, risulta comunque superiore ai consumi. Vi contribuiscono la minore densità delle utenze su tutte le tensioni (tav. 2) ma soprattutto la minore incidenza del carico industriale, che, concentrato sulle utenze connesse alle più elevate tensioni, assorbe in ogni territorio una maggiore quota parte di energia¹¹. Di fatto, dunque, l'energia elettrica viene sia prodotta sia domandata e consumata maggiormente al Nord¹².

I divari nei consumi degli utenti non domestici (su tutte le tensioni), più che doppi al Nord rispetto al Mezzogiorno sia per superficie sia per punto di prelievo, contribuiscono a spiegare anche il diverso livello di sviluppo della struttura della rete, in quanto rappresentativi per ciascun territorio della potenza complessiva di carico contrattualmente impegnata da parte dei distributori (maggiore là dove è maggiore la concentrazione industriale), e quindi di quanto si sono dovute attrezzare le loro strutture per fronteggiare la domanda locale. Capacità produttiva, rapporto consumi/produzione e potenza di carico impegnata sono tre caratteristiche della rete elettrica correlate positivamente con il suo sviluppo, rafforzamento, modernizzazione e ramificazione complessiva, caratteristiche che come vedremo meglio nel paragrafo 6 sono anche positivamente correlate con la qualità della fornitura.

L'energia prodotta viene trasmessa in altissima e alta tensione (AAT e AT) dalle centrali alle cabine primarie di smistamento e trasformazione (per il passaggio a MT). In Italia tale attività, congiunta a quella di gestione e riequilibrio dei flussi (c.d. dispacciamento), è svolta in monopolio naturale da Terna sulla Rete di trasmissione nazionale (RTN). La distribuzione consta invece del trasporto in MT dell'energia dalle cabine primarie a quelle secondarie, dove avviene la trasformazione alla tensione inferiore (BT), e della consegna nei punti di prelievo dei clienti finali (MT e BT). Secondo quanto si specificherà a breve, tale fase è affidata con contratti a lungo termine a concessionari esclusivi di zona. Per ognuna di esse, il distributore concessionario è tenuto a connettere alla rete tutti i produttori o gli utenti che ne facciano richiesta, anche installando nuovi impianti ove necessario. Sono connesse alla rete di distribuzione in MT le maggiori utenze aziendali dei settori dell'industria e del terziario (tranne ca. 400 imprese ad alto consumo di energia, quasi tutte del Centro-Nord, collegate direttamente in AAT/AT), mentre su quella BT si ritrovano sia le utenze aziendali a minore carico di energia (es. commercio, artigianato e altri servizi, oltre a piccola industria) sia quelle domestiche (famiglie)¹³. La consegna dell'energia è effettuata per conto delle società commerciali, esercenti il servizio di vendita.

2.2 Il sistema elettrico nazionale

Il sistema elettrico italiano è caratterizzato da un'impostazione di governo centralistica. La nazionalizzazione del 1962 aveva affidato all'Enel il monopolio legale sull'intera filiera salvaguardando le aziende municipalizzate attive - presenti quasi solo in città del Centro-Nord¹⁴ - le

¹¹ Il numero di utenti MT per kmq del Mezzogiorno è pari alla metà di quello del Centro-Nord (due terzi per la BT).

¹² I fornitori di energia elettrica sono tenuti all'erogazione e quindi ogni sua domanda è pienamente soddisfatta. Fra tutte le tensioni, nel 2019 i prelievi maggiori sono stati registrati in Lombardia (22,7 per cento del consumo nazionale, a fronte del 16,1 per cento dei punti di prelievo), seguita da Veneto (10,3), Emilia-Romagna (9,1), Lazio (7,6), Piemonte (7,3), Toscana (6,5). Nel Mezzogiorno le maggiori quote di consumo sono state quelle della Campania (6,0) e della Sicilia (5,5) (ARERA, 2020).

¹³ Le utenze aziendali incidono per un quinto sulla rete BT in termini di numero di punti di prelievo (circa la metà in termini di energia). Utenze di illuminazione pubblica figurano sia su MT sia su BT, ma in maggior misura su quest'ultima.

¹⁴ Accedendo a una previsione di legge, pressoché tutte le aziende elettriche municipalizzate esistenti, partecipate da capitali privati interessati a permanere nel settore, ottennero di essere esentate dalla nazionalizzazione: aziende grandi, come AEM di Milano, AEM di Torino e ACEA di Roma, e aziende medio-grandi, come quelle dei Comuni di Brescia, Verona, Vicenza, Parma, Modena, Rovereto, Tolentino e, nel Mezzogiorno, Trani, quasi tutte operanti dall'inizio del secolo (cfr. Nicoletti, 2012). Il maggiore operatore del Mezzogiorno, SME, era confluito nella partecipata nazionale IRI quando fu creata, e pertanto non sopravvisse nel settore.

imprese elettriche delle isole minori e una lista di altre imprese di terraferma. La liberalizzazione del mercato elettrico prese il via con la Direttiva europea 96/92/CE, recepita nel nostro ordinamento con il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (c.d. Decreto Bersani), che da un lato disponeva l'*unbundling* (la separazione delle società operanti in ciascuna delle quattro fasi della filiera, da cui nacquero Terna e la società del gruppo Enel dedita alla distribuzione, E-Distribuzione) e dall'altro affidava all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (già istituita nel 1995 e avviata nel 1997, ora divenuta ARERA) la regolazione del servizio di fornitura, includendo il profilo della qualità e della sua uniformizzazione sul territorio nazionale.

Per quel che concerne il singolo ramo della distribuzione, il decreto prevedeva (e prevede) il rilascio di una sola concessione per ciascun ambito comunale, incoraggiando con due disposizioni l'ingrandimento delle aziende elettriche municipalizzate già attive: da un lato concedendo loro la facoltà di aggregarsi con quelle dei comuni contigui, dall'altro conferendo (solo a loro) anche l'opzione di chiedere ad E-Distribuzione la cessione dei rami d'azienda operanti nel territorio comunale. Le municipalizzate esercitarono tale opzione (subito o negli anni successivi) ed E-Distribuzione dovette cedere tratti di rete distributiva, collocati quasi tutti nel Centro-Nord dov'erano le municipalizzate acquirenti, continuando invece a servire pressoché la totalità degli utenti nel Mezzogiorno (tav. 3)¹⁵. A partire dal 2000 l'allora Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato assegnò (senza bando) le concessioni trentennali per ciascun ambito comunale in esclusiva alle singole imprese che già vi operavano, senza possibilità d'ingresso di nuove imprese fino al 2030¹⁶.

Fra i compiti di un regolatore di un mercato liberalizzato di servizi pubblici vi è quello di comporre diversi obiettivi potenzialmente in conflitto tra loro: il contenimento delle tariffe, la copertura dei costi e l'incentivo a mantenere la qualità dell'offerta attraverso investimenti di rinnovamento e potenziamento. L'impostazione regolatoria prescelta dall'Autorità ha incrociato fin dall'inizio disposizioni orientate alla predeterminazione dei prezzi (che inducono efficientamento ma non investimenti) e alla copertura dei costi (che favoriscono gli investimenti ma non l'efficienza) con disposizioni volte a garantire la qualità del servizio erogato (*output-based*), basate su indici di performance cui sono tipicamente collegati degli incentivi al miglioramento in forma di premi e penalità¹⁷. Con il susseguirsi dei quadrienni regolatori è stato confermato il rilievo di quest'ultima componente, riconoscendo valore al fatto che la regolazione *output-based*, nel mentre sostiene redditività e incentivo all'investimento, lascia le imprese distributrici libere di gestire autonomamente le proprie strategie e iniziative per il raggiungimento degli obiettivi fissati dall'Autorità.

Nel primo periodo regolatorio (2000-2003) uno schema premiante/punente che collegava la tariffa di distribuzione anche a livelli obiettivo per la durata delle ISPRD su BT si associò ad una netta riduzione della durata media annua delle interruzioni in tutte le aree del Paese (dell'ordine del 45 per cento in Italia, e più marcato nel Mezzogiorno; cfr. Lo Schiavo et al., 2005, e Ajodhia et al.,

¹⁵ Nel totale italiano, la quota di energia distribuita nel 2019 da E-Distribuzione, su 31,3 milioni di punti di prelievo (per quattro quinti domestici), è stata pari all'86,2 per cento, a fronte del 4,1 di Unareti (1,1 milioni di p.d.p., gruppo A2A), 3,6 di Areti (1,6 milioni di p.d.p., gruppo Acea) e 1,2 di Ireti (0,7 milioni di p.d.p., gruppo Iren) (ARERA, 2020).

¹⁶ In base al D.lgs. 79/1999 le gare per la prima assegnazione su base competitiva dovranno essere indette entro il 2025. Per preservare l'incentivo a investire di un concessionario, per il caso di mancata riassegnazione l'ordinamento prevede l'adeguata compensazione da parte del subentrante degli investimenti effettuati dal precedente concessionario, in termini di valore residuo delle opere.

¹⁷ Le tariffe validate da ARERA includono la copertura del rendimento sul capitale investito, della quota di ammortamento e dei costi operativi. Solo su questi ultimi è applicato un meccanismo di efficientamento in forma di *cap*. A questi si aggiunge il controllo della qualità nella forma della regolazione *output-based*. Fra i contributi della letteratura sul disegno di un quadro regolatorio che concili il contenimento dei costi totali con l'incentivo alla qualità della fornitura elettrica, nonostante l'apparente effetto opposto sugli investimenti, cfr. ad es. Ter-Martirosyan e Kwoka (2010).

2006). Nel successivo quadriennio (2004-2007) i livelli obiettivo per la durata vennero resi più stringenti e trovò avvio (per i clienti di maggiori dimensioni) una regolazione incentivante gli investimenti per la riduzione dei casi di eccessive interruzioni lunghe su un singolo utente. Per l'insieme dei primi due cicli, Fumagalli e Lo Schiavo (2009) hanno evidenziato il marcato miglioramento conseguito nella qualità della fornitura, accompagnato da una convergenza Nord-Sud¹⁸. I distributori avevano reagito all'avvio della regolazione soprattutto rendendo più efficienti gli impianti esistenti attraverso l'implementazione di forme di automazione e telecontrollo sulla rete MT (Bargigia et al, 2003; Amadei, 2005; Cerretti et al. 2005), capaci di garantire guadagni di qualità del servizio con investimenti nel complesso contenuti. Le iniziative intraprese consentirono di ottenere il contenimento delle interruzioni con un aggravio netto in bolletta relativamente limitato per i consumatori (3-4 €/annui in media, grazie ai premi conseguiti). Miglioramenti ulteriori avrebbero richiesto una più spinta e onerosa attività di investimento nell'infrastrutturazione elettrica, specie in aree particolarmente sottodotate, a cui non si è dato corso negli anni successivi: nell'ottica di una valutazione costi-benefici delle azioni adottabili, contemplante anche i premi e le penalità complessivi, gli obiettivi di convergenza posti dall'Autorità erano probabilmente troppo sfidanti, specie per ambiti con livelli di qualità molto bassi (ne discuterà il paragrafo 4). Conseguentemente, dalla fine del secondo ciclo, come mostra la figura 1, la curva del miglioramento si è sostanzialmente appiattita (per l'Italia, ma anche per ciascuna macroarea, sebbene su livelli differenziati come vedremo poi), nonostante il fatto che dal terzo quadriennio sia stata rafforzata la batteria di disposizioni a supporto della qualità: dal ciclo 2008-2011, infatti, ai livelli obiettivo per la durata sono stati affiancati quelli per il numero di interruzioni su BT sia lunghe (oltre i 3 minuti) sia brevi (fra 3 minuti e 1 secondo). L'assetto regolatorio finalizzato alla qualità non ha successivamente presentato variazioni importanti fino a tutta la prima metà del corrente ciclo, ampliato a otto anni (2016-2023) allo scopo di dare alle imprese il tempo necessario ad effettuare gli investimenti funzionali ai miglioramenti da ottenere entro fine ciclo.

La qualità della fornitura viene incentivata e valutata dall'ARERA a valle della catena, ovvero soprattutto sull'utenza BT, nella consapevolezza che la maggior parte delle discontinuità lì registrate originano al livello della rete MT (nel 2016-2019 circa l'87 per cento delle interruzioni per il numero, quasi il 62 per la durata; tav. 4). Anche per la distribuzione sulla rete MT è stato tuttavia introdotto un meccanismo incentivante di tipo *output-based*, basato su indennizzi automatici alle utenze penalizzate da ISPRD lunghe e brevi superiori a valori fissati dall'Autorità. La regolazione *output-based* della qualità è incentrata da ARERA sui recuperi di continuità del servizio nelle ISPRD lunghe e brevi originate sulle reti di distribuzione. Tali recuperi vengono misurati per ambito territoriale, definito come insieme di territori comunali di una provincia serviti dallo stesso distributore e appartenenti alla stessa classe di concentrazione demografica¹⁹. Per ciascun ambito e anno, le imprese distributrici sono tenute a raggiungere valori target (detti "tendenziali") sia per il numero sia per la durata di tali interruzioni su BT, determinati come funzione²⁰ dei valori degli anni precedenti, della distanza dal termine del ciclo e di prefissati livelli obiettivo (riportati in tavola 5). Nel periodo regolatorio corrente tale algoritmo è stato confermato per l'indicatore sul numero, normato solo a partire dal 2008, mentre è stato risolto nel mero livello obiettivo per quello di durata, vigente dal

¹⁸ Tali miglioramenti sono stati sottolineati in varie Relazioni annuali dell'ARERA. È tuttavia da segnalare che il lavoro di Cambini et al. (2014) su dati di E-Distribuzione ha trovato che il passaggio da una regolazione basata principalmente sui costi a una basata sulla qualità non ha prodotto cambiamenti nell'eterogeneità territoriale dell'efficienza nel servizio.

¹⁹ La concentrazione è considerata alta nei Comuni oltre i 50.000 abitanti, media fra 50.000 e 5.000, bassa sotto i 5.000 (cfr. Appendice). Nel 2019 il territorio italiano risultava partizionato in 435 ambiti territoriali.

²⁰ Si rimanda all'Appendice per le formule che determinano i livelli tendenziali e i premi o penalità che derivano dagli scostamenti da tali livelli.

2000. Per entrambi gli indicatori l’Autorità dispone schemi incentivanti di premio/penalità per risultati migliori o peggiori rispetto al target d’ambito nell’anno.

3. Divari territoriali nella qualità della fornitura di energia elettrica

La qualità del servizio di fornitura di energia elettrica denota notevoli squilibri territoriali. Una prima evidenza è riscontrabile nelle indagini presso gli utenti. Nella rilevazione Invind della Banca d’Italia del 2015, il 32 per cento delle imprese meridionali rispondenti giudicava rilevanti gli ostacoli all’espansione della propria attività derivanti da carenze nelle reti energetiche e idriche, con picchi per la Sardegna (53 per cento) e la Sicilia (44) a fronte del 28 per cento del Centro-Nord. Per le utenze domestiche l’indagine Multiscopo dell’Istat rileva da anni il grado di soddisfazione per il servizio di fornitura: i due pannelli della figura 2 mostrano come dall’inizio dell’attività regolatoria il grado di soddisfazione per la continuità e stabilità del servizio sia stato sistematicamente inferiore nel Mezzogiorno, mantenendo una distanza costante rispetto alle altre macroaree.

Alcune fonti ufficiali riportano indicatori più dettagliati sulle due dimensioni che configurano la qualità della fornitura elettrica: la continuità dell’erogazione e la qualità della tensione.

3.1 Indicatori ARERA sulla continuità della fornitura

L’ARERA pubblica con dettaglio territoriale serie storiche relative ad alcuni indicatori di continuità della fornitura elettrica a partire da quando sono stati introdotti come riferimento nella propria regolazione. Ne restringiamo l’analisi al periodo che la figura 1 ci mostra caratterizzato da una relativa stabilizzazione, ovvero al periodo che decorre dalla fine del secondo ciclo quadriennale di regolazione (2004-2007), successivo alla fase di netto e generalizzato miglioramento negli indicatori di qualità seguita alla prima attività regolatoria dell’Autorità. Alcuni indicatori sono disponibili solo da data successiva.

3.1.1 Divari territoriali per l’utenza MT

Gli indicatori delle discontinuità di responsabilità delle imprese distributrici monitorati e pubblicati da ARERA²¹ evidenziano tra gli utenti MT condizioni sistematicamente peggiori nel Mezzogiorno rispetto al Centro-Nord. La figura 3 e la tavola 6 mostrano che fra il 2012 e il 2019 il divario territoriale fra le quote di utenti MT con ISPRD lunghe e brevi superiori agli standard fissati dall’Autorità ha oscillato intorno ai 20 punti percentuali, con picchi per Sicilia e Puglia: nella media del periodo la quota del Mezzogiorno è stata 9 volte superiore a quella del Centro-Nord (13 volte rispetto al solo Nord-Ovest; figura 4), divergendo verso valori massimi nel biennio 2018-19. I divari risultano sostanzialmente confermati considerando esclusivamente le regioni in cui un’unica impresa (E-Distribuzione) ha fornito nel periodo elettricità a circa il 99 per cento degli utenti MT (per il Centro-Nord, Toscana e Liguria; tav. 3): in particolare, nell’ultimo anno la quota del 41,2 per cento in Sicilia (e di oltre il 20 in Campania e Sardegna) si raffronta con il 4,2 in Toscana e Liguria. Quindi, come vedremo anche per la rete BT, i divari risultano confermati anche comparando soltanto regioni di diverse macroaree nelle quali la fornitura è pressoché totalmente a cura dello stesso unico distributore; al contempo, guardando all’interno del solo Centro-Nord, i valori degli indicatori di

²¹ Non sono di responsabilità dell’impresa le interruzioni su utenze MT i cui impianti non sono conformi ad alcuni standard regolatori che escludono che un guasto sull’impianto interno dell’utente si riverberi come interruzione per altri clienti connessi alla stessa linea. La quota di tali impianti è più elevata nel Mezzogiorno ma risulta significativa anche al Centro-Nord nonostante il miglioramento registrato simmetricamente nel Paese negli anni recenti.

qualità nelle regioni servite pressoché interamente da E-Distribuzione risultano prossimi ai migliori fra quelli delle regioni servite anche da aziende partecipate locali.

La figura 5 e la tavola 7 riportano andamenti simili a quelli appena esposti, ma ancora più divaricati, per le quote di utenti con interruzioni transitorie, inferiori a 1 secondo di durata ma potenzialmente dotate di una pericolosità paragonabile a quelle lunghe per diversi macchinari e processi sia industriali sia domestici. Nella media 2012-2019 la quota del Mezzogiorno (27,3 per cento, con picchi intorno al 40 per Sicilia e Puglia) è stata 5 volte superiore a quella del Centro-Nord (5,1 per cento; 4,3 in Liguria e 4,4 in Toscana) e anche in questo caso 13 volte superiore rispetto al Nord-Ovest; le distanze si sono acuite nell'ultimo biennio del periodo considerato.

La figura 6 mostra come nel 2012-2019 il Mezzogiorno, pur contando un quarto degli utenti MT d'Italia, rappresentava i tre quarti degli utenti italiani con ISPRD lunghe e brevi superiori agli standard (65 per cento nel caso delle transitorie), con quote massime in Sicilia e Puglia (ciascuna con un quarto degli utenti MT italiani interrotti in eccesso rispetto agli standard).

3.1.2 Divari territoriali per l'utenza BT

Nello spirito della regolazione *output-based*, che scruta le performance principalmente a valle della catena di distribuzione elettrica, ARERA diffonde con dettaglio i dati sulla continuità del servizio di distribuzione per l'utenza BT, che come desumibile dalla già citata tavola 4 riflettono per la loro maggior parte quelli al livello di tensione superiore. Nella media per utente BT, nel periodo 2007-2019 la quota delle ISPRD sul totale delle interruzioni senza preavviso lunghe è stata pari a poco meno dei tre quarti nel numero e a poco meno della metà nella durata, con una discreta omogeneità fra regioni e macroaree²².

Nel 2007-2019 le ISPRD lunghe sono state sia in numero sia in durata sistematicamente maggiori nel Mezzogiorno (2,6 interruzioni e 64,2 minuti nella media del periodo, a fronte di 1,1 e 33,4 nel Centro-Nord, rispettivamente, con valori ancora più bassi nelle due macroaree settentrionali; tavv. 8 e 9). La Toscana, l'unica regione del Centro-Nord che condivide da lungo tempo con il Mezzogiorno la fornitura pressoché totale in BT da parte del medesimo distributore (oltre il 99 per cento²³; cfr. tav. 3), ha registrato anche in questo caso valori distanti da quelli delle regioni meridionali e prossimi ai migliori delle regioni del Centro-Nord servite anche da altri distributori. Le figure 7 e 8 evidenziano un'iniziale tendenza alla convergenza fra macroaree, invertitasi negli anni più recenti: nel 2019 nel Mezzogiorno si sono registrate 3,0 ISPRD per utente BT, a fronte di 1,2 nel Centro-Nord, incluse fra il 3,9 della Sicilia e lo 0,6 della Val d'Aosta; quanto alla loro durata media, nel Mezzogiorno sono stati persi 73 minuti per utente BT, il doppio rispetto al Centro-Nord, con un massimo di 92 minuti in Sicilia a fronte dei 21 in Val d'Aosta.

La dinamica dei divari territoriali di continuità elettrica nel periodo può essere meglio compresa analizzando quella fra le diverse aree di concentrazione demografica (alta, media o bassa), ovvero i tre tipi di ambiti territoriali sui quali insistono le concessioni. Per la media del 2007-2019 la figura 9 mostra non solo che il numero più elevato delle ISPRD lunghe e dei conseguenti minuti persi per

²² Qualche differenza si riscontra per la durata, con quote di oltre il 60 per cento nel Nord-Ovest a fronte di poco oltre il 40 nel Nord-Est e nel Mezzogiorno. Quote e divari sono spiegati dal fatto che, eterogeneamente fra regioni, la durata delle interruzioni che non ricadono nella responsabilità del distributore è incrementata da fattori che diminuiscono la rilevanza della loro misurazione: come già parzialmente rilevato nella nota 7, nel caso di interruzioni dovute a eventi meteorologici o furti che interessano poche o singole utenze (ad es., stazioni alpine o villaggi turistici estivi) un rapido ripristino, quando realizzabile, implicherebbe il rischio di nuovi interventi prima che l'utenza necessiti di alimentazione.

²³ La quota di utenti BT servita nel Mezzogiorno da E-Distribuzione è stata pari nella media 2007-2019 al 99,2 per cento; in Abruzzo e Puglia è stata pari al 97,8 e 98,7, rispettivamente.

utente BT (3 e 81, rispettivamente) sono stati registrati nelle aree periferiche del Mezzogiorno, ma anche che le sue aree a maggiore densità hanno avuto più interruzioni e perso lo stesso numero di minuti per utente delle aree meno popolate del Nord. La differenza con il Centro è analoga, solo lievemente minore. Rispetto ai livelli obiettivo definiti in base alla regola dell'Autorità per ciascun ambito di concentrazione demografica e ciascun anno, i valori degli indicatori di numero e durata sono stati di regola inferiori per le regioni centro-settentrionali (con la notevole eccezione del Lazio) e superiori per quelle meridionali (ad eccezione del Molise e parzialmente della Basilicata)²⁴.

La figura 10 compara fra le diverse macroaree i risultati conseguiti a distanza di tempo per gli utenti BT da E-Distribuzione: guardando alle variazioni 2008-2019, un inequivoco miglioramento si è registrato esclusivamente nel Nord-Ovest, mentre nelle altre macroaree si è verificato soltanto nelle zone rurali per il numero e, nel solo Mezzogiorno, nelle zone urbane per la durata; per il resto gli indicatori sono risultati in peggioramento.

I divari territoriali osservati per le ISPRD lunghe permangono considerando anche altre tipologie di interruzioni di responsabilità dell'impresa distributrice, capaci spesso di creare problemi di analoga intensità. Ad esempio, la figura 11 mostra come, nonostante una forte riduzione osservata nei primi anni successivi all'inclusione nella regolazione incentivante, anche il numero di quelle brevi si sia collocato dal 2012 su livelli persistentemente doppi nel Mezzogiorno rispetto al Centro-Nord, anche qui con una nuova divergenza nell'ultimo biennio del periodo considerato, specie per le isole (cfr. tav. 11). Anche le interruzioni transitorie (inferiori a 1 secondo e non sottoposte a regolazione incentivante) mostrano da quando sono rilevate (2012) divari territoriali piuttosto costanti in relazione agli utenti BT (circa 3,5 a 1 il rapporto fra il Mezzogiorno e il Nord-Ovest, con estremi da circa 1 interruzione in Lombardia a circa 9 in Sicilia, anche qui con nuova lieve divergenza fra macroaree nel 2018-19; cfr. fig. 12 e tav. 12).

Per quanto riguarda le interruzioni precedute da preavviso da parte dell'impresa distributrice, le quali comunque arrestano l'attività produttiva o domestica pur se determinate da attività auspicabili quali la manutenzione e lo sviluppo della rete, nel periodo in esame i divari territoriali, inizialmente trascurabili, si sono andati ampliando, maggiormente per l'indicatore di durata (fig. 13). Se nel Mezzogiorno il numero di interruzioni per utente BT si è innalzato a un livello solo lievemente più elevato di quello delle altre macroaree, quello di minuti persi è risultato nel 2019 pari a 109, a fronte di 25 nel Nord-Ovest, 50 nel Nord-Est e 62 nel Centro. Ai minimi la Lombardia (21 minuti), ai massimi Sicilia e Abruzzo (145 e 143).

3.2 Indicatori sulla qualità della tensione

La stabilità della tensione è l'altra determinante principale della qualità del servizio di fornitura di energia elettrica. Diversi fattori possono causare abbassamenti repentini della tensione di esercizio seguiti da un rapido ripristino, denominati buchi di tensione. A seconda del suo grado di severità, un buco di tensione può causare danni ai macchinari, anche domestici, e alla produzione, più gravi in settori a maggiore contenuto tecnologico, ma anche ad es. nella trasformazione alimentare²⁵. Di fatto, i buchi di tensione sono la principale causa dei malfunzionamenti delle apparecchiature nell'industria

²⁴ Ad esempio, la tavola 10 mostra l'indicatore di durata per l'ambito di media concentrazione evidenziando in grigio i valori sopra il rispettivo livello obiettivo. Per il solo indicatore di durata, dal 2016 i livelli obiettivo definiscono univocamente un valore di performance da raggiungere per ciascuna delle tre classi di ambito. Precedentemente costituivano la base per calcolare un obiettivo tendenziale per ogni ambito territoriale, in base a un algoritmo annuale simile a quello ancora vigente per il numero delle interruzioni (cfr. Appendice).

²⁵ La tensione può anche convergere allo zero per un istante: una stima dei costi per settore delle microinterruzioni è contenuta in Fumagalli et al. (2007).

automatizzata, e sono notevolmente più frequenti delle interruzioni di energia, dalle quali si distinguono in quanto mantengono una quota non nulla di tensione. I buchi originano principalmente da fattori tecnici (quali anomalie della forma d'onda causate da una concomitanza di fonti di flusso, come nel caso della produzione energetica da fonti rinnovabili), con una dipendenza da componenti comportamentali locali analoga a quella delle interruzioni, molto limitata come discuteremo nel paragrafo 7.

Il sistema di monitoraggio campionario QuEEN (Qualità dell'energia elettrica) di RSE²⁶ consente dal 2009 di valutare la distribuzione territoriale dei buchi di tensione sulla rete MT²⁷, evidenziando forti squilibri fin da quella data. La figura 14 e la tavola 13 mostrano che nel periodo 2009-2019 il numero medio annuo di buchi di tensione è stato nel Mezzogiorno triplo rispetto al Centro-Nord (i valori minimi sono stati registrati in Trentino A.A., 37, Emilia R., 39, e Lombardia, 45, e i massimi in Calabria, 242, Basilicata, 284 e Sicilia, 300), con andamento particolarmente divergente fra aree nel 2018-19.

I buchi di tensione sono classificati in base all'entità e alla durata: quanto minore è la tensione residua e quanto più è protratto il calo, tanto maggiore è la severità del buco di tensione. Confrontando gli esiti al 2009 e al 2019 a livello territoriale, la tavola 13 mostra come nel Mezzogiorno sia fortemente e persistentemente maggiore non solo il numero dei buchi di tensione, ma anche l'incidenza di casi severi, ovvero quelli nei quali la bassa tensione residua e/o la maggiore durata possono rendere vulnerabili anche gli apparecchi più resistenti. Considerando i soli casi severi, la figura 15 mostra che nel periodo 2009-2019 il rischio di rottura di macchinari di pari tipologia associato a buchi di tensione è stato nel Mezzogiorno in media 4 volte (con picchi di 8 volte) superiore a quello, abbastanza omogeneo, del Centro-Nord; in Sicilia e Basilicata questo rapporto, rispetto alla regione con meno buchi severi, è arrivato a 10 volte.

A fine 2021 ARERA ha pubblicato per la prima volta i risultati del sistema di monitoraggio completo dei buchi di tensione condotto con il concorso di RSE e di tutti i distributori tramite apparecchiature installate presso tutte le cabine primarie (Monitoraggio nazionale a livello di stazione AT/MT, MonNaLiSA). I dati pubblicati si riferiscono solo ai buchi di tensione severi con origine su MT registrati nel particolare anno pandemico 2020, e l'esito è risultato coerente con i risultati di QuEEN. Vi si aggiunge la possibilità di valutare i buchi anche per singola impresa distributrice: con riguardo alla sola E-Distribuzione, in Toscana sono stati registrati 2,9 buchi di tensione per utente MT contro i 15,1 registrati in Sicilia e i 14,7 della Calabria (quasi 9 quelli registrati nel Mezzogiorno).

4. Premi e penalità per il miglioramento della qualità della fornitura di energia elettrica

La persistenza dei divari di continuità elettrica registrati dalla fine del secondo ciclo regolatorio trova riflesso, e una possibile spiegazione, negli esiti degli schemi di premi-penalità cui l'ARERA, nello spirito della regolazione *output-based*, sottopone le imprese di distribuzione per ridurre numero e durata per utente delle ISPRD lunghe e brevi su MT e BT²⁸.

²⁶ Ricerca sul sistema energetico (RSE) è una SpA controllata dal Gestore dei servizi energetici (GSE) che fa capo al Ministero dell'economia e delle finanze.

²⁷ La rilevazione campionaria dei buchi di tensione, rilevati per qualsiasi causa, è effettuata per punto di prelievo equivalente (si veda l'Appendice per ulteriori dettagli su processo e classificazione).

²⁸ Si rimanda all'Appendice per alcuni dettagli relativi a tali schemi. Per la stabilità della fornitura, invece, l'ARERA non ha ancora previsto alcuna regolamentazione incentivante, sebbene il programma MonNaLiSA potrebbe precludervi.

4.1 Regolazione individuale per utenti in MT

La *Regolamentazione individuale* relativa alle interruzioni per gli utenti in MT prevede (dopo le modifiche del 2012) che le imprese distributrici paghino penalità (indennizzi) a quegli utenti con impianti adeguati cui nell'anno causano un numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi superiore agli standard. Sebbene tale regolamentazione dia al distributore incentivi al miglioramento della fornitura (nonché, agli utenti, incentivi all'adeguamento degli impianti ai requisiti tecnici dell'ARERA²⁹), essa presenta limiti per ciò che attiene alle concrete possibilità di recupero della continuità del servizio in quei territori che presentano valori iniziali molto peggiori di quelli obiettivo. La regola fissata sugli indennizzi implica infatti che i miglioramenti generati da investimenti delle imprese distributrici negli ambiti territoriali con maggiori discontinuità inizino a produrre risparmi nelle penalità solo se il numero di interruzioni si riduce fino a scendere al di sotto di una certa soglia: ciò potrebbe indebolire l'incentivo delle imprese distributrici a investire in miglioramenti elettrici in quei territori che partono da un numero di interruzioni per utente molto più alto della soglia, come alcuni nel Mezzogiorno, trovando più conveniente pagare penalità piuttosto che sostenere investimenti ingenti capaci di generare risparmi solo in un tempo differito³⁰.

L'ARERA non diffonde pubblicamente dati di dettaglio territoriale né su numero e durata delle interruzioni per utente MT né sulle relative penalità in euro corrisposte dalle imprese distributrici. A livello nazionale, la figura 16 mostra come tali penalità siano notevolmente cresciute nel biennio 2018-19. Hanno tuttavia continuato a sommare a importi inferiori rispetto a quelli conseguenti alle penalità in BT, che trattiamo di seguito.

4.2 Regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso su BT

Le imprese distributrici su BT che superano i 15.000 utenti sono soggette ad una *Regolazione incentivante* mirante a migliorare la qualità del servizio. In particolare, in ciascun anno esse ricevono premi (pagano penalità) se, in ciascun ambito territoriale in cui operano, causano meno (più) interruzioni senza preavviso lunghe in durata e lunghe e brevi in numero³¹ rispetto a specifici standard annuali, definiti in funzione dei livelli iniziali, degli anni residui alla fine del ciclo e dei livelli obiettivo visti nella tavola 5. Come già detto nel paragrafo 2.2, questa disciplina incentivante è riuscita nei primi due cicli (terminati nel 2007) a ridurre discontinuità e divari del servizio, grazie a investimenti dei distributori dai costi nel complesso contenuti, rivolti all'efficientamento attraverso il telecontrollo e l'automazione sulla rete MT. L'eterogeneità delle condizioni di partenza ha tuttavia posto un limite alla capacità del sistema incentivante in vigore fino al 2019 a stimolare tutti gli investimenti di natura infrastrutturale che sarebbero stati necessari per un ulteriore e consistente recupero di qualità nei territori peggio serviti, giacché a fronte di una grossa distanza da colmare entro il termine di ciascun periodo regolatorio gli impegni di spesa avrebbero potuto eccedere i rendimenti

²⁹ Un altro incentivo all'adeguamento risiede nella disposizione in vigore dal 2007 in base alla quale gli utenti MT privi di impianto adeguato sono soggetti al versamento di un importo detto *corrispettivo tariffario specifico*, spettante per meno della metà all'impresa che distribuisce loro energia elettrica.

³⁰ Ad esempio, E-Distribuzione (2018) riporta che "Gli investimenti in qualità riguardano interventi volti al miglioramento e al mantenimento della qualità del servizio. La scelta degli investimenti per la qualità del servizio viene effettuata da E-Distribuzione utilizzando la strategia Risk-Based Asset Management, la quale permette di stimare i ritorni economici degli interventi in termini di massimizzazione dei premi e riduzione delle penali grazie ai miglioramenti della qualità ottenuti. I lavori sono programmati nell'ambito di un ciclo di pianificazione che, partendo dall'analisi dello stato della rete attuale, dagli obiettivi di qualità da raggiungere e dalla redditività del singolo intervento, anticipa il più possibile l'esecuzione di quelli con l'indice di redditività migliore."

³¹ Non vi è regolazione incentivante per le interruzioni transitorie, pur se oggetto di monitoraggio da parte dell'ARERA.

netti attesi. Dati tali eterogenei livelli di partenza, gli standard da raggiungere in ciascun ciclo implicavano infatti un aggiustamento fortemente eterogeneo fra territori, con distanze dai target mediamente più marcate nel Mezzogiorno. È possibile constatarlo nel periodo regolatorio corrente, inizialmente fissato in un quadriennio come i precedenti (2016-2019): guardando a regioni servite da un comune distributore, rispetto ai valori di partenza (media del biennio 2014-15) il numero medio delle interruzioni avrebbe dovuto nel quadriennio più che dimezzarsi in Campania e ridursi a un quarto in Sicilia, mentre avrebbe dovuto diminuire del 5 per cento in Toscana. Con analogia rispetto al caso di MT, la regola stessa di premi-penalità per le interruzioni su BT, basata su scaglioni di importi più che proporzionali per maggiori distanze assolute³² dal target tendenziale (cfr. Appendice), potrebbe avere contribuito a incentivare in misura minore gli investimenti in territori con condizioni di partenza molto sfavorevoli: infatti, risparmi di penalità più consistenti, rispetto ai meri miglioramenti continui negli indicatori di numero e durata, divengono conseguibili passando a livelli di continuità meno distanti dal target, che nei territori peggio serviti potrebbe richiedere investimenti ingenti e con rendimento differito nel tempo; guardando invece all'altro estremo della distribuzione degli indicatori, e in particolare a territori già meglio serviti in virtù di un più frequente potenziamento associato a una domanda crescente, un avanzamento di scaglione di premialità potrebbe verificarsi quale mero esito dell'accomodamento infrastrutturale. Inoltre, la regola di premi e penalità per BT è anche funzione lineare della quantità di energia distribuita per ambito, con coefficiente più elevato per la componente non domestica, determinando un altro potenziale disincentivo a investire nei territori peggio serviti, tipicamente meno industrializzati e quindi a minore domanda di energia, incentivando invece a farlo, simmetricamente, nei meglio serviti.

Per alleviare il peso delle condizioni iniziali l'ARERA ha raddoppiato a 8 anni la durata del ciclo regolatorio entro il quale raggiungere gli obiettivi target. I risultati sulle penalità impartite alle imprese distributrici al termine dei primi quattro anni lasciavano tuttavia intravedere che il solo raddoppio della durata del ciclo, senza ulteriori modifiche regolatorie, difficilmente sarebbe stato capace di indurre l'appianamento dei divari di continuità fra territori: nel 2016-19 gli importi in euro delle penalità comminate in proporzione alla distanza dagli standard annuali di durata e numero delle ISPRD lunghe-brevi a utenze BT sono stati pari nel Mezzogiorno (un quarto delle utenze BT italiane) all'81,4 per cento del totale nazionale (a fronte del 7,6 per cento dei premi ricevuti per performance migliori degli standard; tav. 14); per ciascun utente servito, l'ammontare in euro delle penalità a carico della distribuzione è stato pari a 20 volte quello corrisposto nel Nord, 4 volte rispetto a quello nel Centro, multipli maggiori di quelli già registrati nei cicli precedenti.

In termini di saldo fra premi e penalità per utente BT, la figura 17 mostra come nel Mezzogiorno si siano sistematicamente (tranne nel 2011) registrate penalità nette, maggiori nel 2018-19 (unico biennio in cui si sono registrate anche al Centro), a fronte di una serie ininterrotta di premi netti al Nord. Nella figura 18 si riportano i dati medi per il periodo 2008-2019 relativi all'insieme degli operatori e a E-Distribuzione, concessionario per la sostanziale totalità delle utenze nel Mezzogiorno e per quattro quinti di quelle del Centro-Nord. In generale, la distribuzione sul territorio dei premi e delle penalità, se da un lato conferma la geografia dei divari nella qualità elettrica, dall'altro evidenzia un equilibrio compensativo su cui il sistema si è collocato dall'inizio del terzo ciclo regolatorio nel 2008. La figura 19 mostra che il 43,9 per cento dei 706 milioni di euro corrisposti a E-Distribuzione nelle regioni dove ha percepito premi netti nel periodo 2008-2019 per la Regolazione incentivante è maturato in Lombardia, seguita dal Veneto con il 13,3 per cento, dall'Emilia Romagna con il 13,1 e dal Piemonte con il 9,8. Le penalità nette cui E-Distribuzione è stata sottoposta allo stesso titolo in

³² A partire dall'ultimo periodo regolatorio, in cui per ciascun ambito il target per la durata è iniziato a coincidere con l'obiettivo (cfr. tav. 5), i coefficienti per i recuperi di minuti di discontinuità non seguono più una progressione lineare (cfr. Appendice).

quelle regioni dove il saldo è risultato negativo, sono ammontate a 447,2 milioni di euro, maturate per il 44,1 per cento in Sicilia, il 24,2 in Puglia, il 14,9 in Campania e il 14,3 in Calabria. Il saldo del periodo è stato dunque positivo e pari a 259 milioni di euro.

Questi andamenti compensativi corrispondono a premi in ambiti territoriali meglio serviti, dove è più agevole raggiungere/mantenere/migliorare lo standard, e penalità in ambiti sfavoriti, che richiederebbero sforzi di investimento considerevoli e spesso più che proporzionali alla resa in termini di continuità e quindi di premi o di risparmio di penalità (cfr. nota 30). Nel periodo 2008-2019, tale compensazione ha talvolta avuto luogo anche per le altre 13 imprese distributrici concessionarie in più di un ambito, ma con frequenza e misura generalmente contenute, dal momento che nella maggior parte degli ambiti e degli anni queste imprese sono state destinatarie di premi, a fronte di penalità limitate e solo talvolta onerose (per un totale netto di 61 milioni di euro)³³. Ciò che è specifico a E-Distribuzione è che, essendo concessionaria in un numero ampio di regioni, gli equilibri compensativi si sono realizzati fra macroaree: nell'insieme di tutti gli ambiti serviti, i premi complessivi al Centro-Nord, più infrastrutturato elettricamente, hanno più che compensato le penalità nel Mezzogiorno. Questi esiti economici sono stati tenuti in conto dall'ARERA nel processo di revisione della Regolazione incentivante in vigore fino al 2019, intrapreso al fine di favorire l'obiettivo dell'uniformizzazione territoriale del servizio di distribuzione³⁴.

4.3 Il Nuovo Pacchetto della Qualità 2020-2023

Riconoscendo l'esistenza di una situazione non soddisfacente in termini sia di continuità del servizio sia di qualità della tensione, con particolare riguardo al confronto territoriale, l'ARERA ha espressamente inserito fra gli obiettivi del proprio Quadro strategico 2019-2021 la riduzione dei divari di qualità tra zone del Paese, e ha conseguentemente varato un Nuovo Pacchetto della Qualità (NPQ) con disposizioni regolatorie aggiuntive per il semiperiodo 2020-2023. Le misure adottate istituiscono incentivi indirizzati a sanare le cause del persistere dei divari di qualità.

³³ Per il verificarsi di casi in cui le penalità sono state solo parzialmente compensate da premi, Unareti è stata l'unica società che ha registrato un saldo negativo nel complesso del periodo, mentre nell'ultimo quadriennio sono stati fortemente negativi i saldi di Ireti e, soprattutto, di Areti.

³⁴ Altre disposizioni vigenti incentivano con premi e penalità la continuità del servizio (nella maggior parte dei casi senza che siano disponibili dati territorializzati sugli esiti). Dal 2009 un meccanismo obbligatorio mira a contenere l'estensione eccessiva delle interruzioni indipendentemente dal fattore che le abbia determinate: sulle imprese distributrici grava un onere di indennizzo agli utenti in caso siano responsabili del mancato rispetto dei tempi massimi di ripristino dell'alimentazione (maggiori per BT, bassa concentrazione e assenza di preavviso). Nel 2019 l'ammontare totale degli indennizzi erogati è stato pari a 61,1 milioni di euro, di cui il 90 per cento a utenti BT. La regolazione incentivante l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione (riduzione sia della probabilità che del numero/durata delle interruzioni), avviata nel corrente periodo regolatorio, prevede in capo alle principali imprese distributrici l'obbligo di presentare un piano di medio periodo, coordinato con Terna, degli interventi di contenimento del rischio di disalimentazione causata da fattori critici quali quelli meteorologici, non imputabili quindi a responsabilità del distributore. In caso l'ARERA riconosca benefici netti attesi positivi, gli interventi danno luogo a premi, decrescenti (fino a potere divenire penalità) per ogni semestre di ritardo nell'ultimazione prevista (comunque inclusa fra il 2019 e il 2024). Nel 2019 sono stati completati 204 interventi di incremento della resilienza ad opera di quattro imprese distributrici, conseguentemente destinatarie di premi per 9,6 milioni di euro, di cui quasi il 30 per cento per interventi operati nel Mezzogiorno (per quasi due terzi in Abruzzo). L'incremento della resilienza delle reti sia di trasmissione sia di distribuzione è incluso anche fra gli obiettivi posti dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (cfr. par. 8.2). Altri meccanismi finalizzati a migliorare la continuità del servizio sono ad adesione facoltativa e hanno dato luogo finora a premi contenuti. Solo E-Distribuzione ha aderito alla regolazione incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso, in vigore dal 2016. Dal 2015 è possibile aderire a uno schema che incentiva soluzioni innovative nella gestione attiva delle reti elettriche (*smart grid*). Un altro schema incentiva la conversione a BT delle utenze MT con consegna su palo e bassa potenza disponibile di prelievo, in quanto suscettibili di incidere negativamente sulla continuità del servizio. Per lo stesso motivo dal 2019 sono incentivati gli accordi tra distributori e condomini per l'ammodernamento delle colonne montanti (le porzioni terminali della rete di distribuzione di energia elettrica situate all'interno degli edifici).

Sono due gli strumenti dell'NPQ che appaiono maggiormente capaci di rimuovere gli ostacoli di convenienza economica al riassorbimento dei divari. In primo luogo, a contrasto dei possibili effetti di compensazione territoriale tra premi e penalità, per le imprese che operano in almeno 10 ambiti (e quindi al momento solo per E-Distribuzione) è stata disposta a partire dal 2021, separatamente per numero e durata delle interruzioni, una riduzione progressiva dei premi complessivi da Regolazione incentivante in caso di penalità ripetute in alcuni altri ambiti parallelamente serviti. L'Autorità ha inoltre introdotto un meccanismo su base volontaria (cui E-Distribuzione ha aderito) che eroga premi addizionali se entro il 2023 verranno raggiunti i livelli obiettivo negli ambiti identificati come "critici e ipercritici", ovvero quelli con i livelli peggiori di numero e durata delle interruzioni (con penalità addizionali in caso contrario).

Anche altre due misure paiono funzionali all'obiettivo di riduzione dei divari di qualità del servizio. Da un lato, la posticipazione dell'anno target per il raggiungimento del livello obiettivo nel numero di interruzioni in ambiti che presentano valori elevati nel relativo indicatore e per i quali risultano necessari interventi di carattere strutturale. Dall'altro, la promozione di esperimenti regolatori con soluzioni innovative proposte dalle stesse imprese distributrici per migliorare la continuità del servizio negli ambiti più critici, attraverso l'uso di innovative tecnologie *smart* capaci di portare a un rapido ripristino dei guasti. Per tali esperimenti è previsto uno schema regolatorio in deroga, autodefinito, che produce effetti se alla fine del periodo viene raggiunto l'obiettivo fissato ex-ante (in caso contrario le penalità vengono calcolate secondo l'usuale schema regolatorio). Tra gli oggetti di questi esperimenti ne è stato individuato, in particolare da E-Distribuzione, anche uno relativo all'automazione della rete BT, che dovrebbe consentire di migliorare notevolmente i livelli di continuità per i disservizi che originano su quella rete.

5. Qualità elettrica negli anni pandemici

L'arco temporale considerato finora per l'analisi di interruzioni e premi-penalità è stato limitato al 2019 per astrarre da possibili distorsioni nelle serie storiche causate dalla diminuita attività economica e sociale del periodo pandemico, accompagnata da una parallela minore erogazione di energia elettrica³⁵.

Di fatto, nel 2020 per la media delle utenze BT di ciascuna macroarea è stata registrata una diminuzione dei minuti persi e del numero delle ISPRD di ogni durata. Ciò si è tradotto in una marcata diminuzione delle penalità comminate ai distributori, soprattutto nel Mezzogiorno dove quelle nette per utente BT si sono azzerate (da 5,5 euro della media 2016-2019); un calo di entità inferiore ha azzerato le penalità nette anche nel Centro, a fronte di un lieve aumento dei premi netti nel Nord (a 2,3 euro per utente).

Nel 2021 la tendenza al miglioramento in numero e durata delle ISPRD è proseguita al Centro-Nord, ma si è invertita nel Mezzogiorno, sebbene non fino a raggiungere gli elevati livelli di discontinuità della fornitura del 2019 (tav. 15). È tuttavia interessante notare che, nel complesso del biennio 2020-21, gli indicatori di numero e durata delle ISPRD negli ambiti soggetti agli esperimenti regolatori pattuiti in base all'NPQ (53 ambiti del Mezzogiorno, tutti serviti da E-Distribuzione, e 10 del Centro-Nord, di cui 3 serviti da Areti e il resto da E-Distribuzione) sono migliorati in misura più pronunciata rispetto agli altri ambiti, indipendentemente dalla rispettiva macroarea. Riguardo poi

³⁵ I volumi distribuiti, pari nel 2019 a 268,7 TWh (analogamente al precedente quinquennio), sono diminuiti del 7,5 per cento nel 2020 (a 248,6 TWh) con un calo ancora più marcato nel settore non domestico (10,3 per cento), recuperando parzialmente nel 2021 (a 263,7 TWh). Anche alla luce di queste dinamiche, l'ARERA stessa (2021) ha raccomandato cautela interpretativa circa l'andamento delle discontinuità di fornitura nel periodo pandemico.

un'altra misura prevista dall'NPQ, per gli esiti 2021 è stato applicato per la prima volta il meccanismo di riduzione dei premi per penalità ripetute in altri ambiti serviti (diversi da quelli in esperimento regolatorio): i premi di E-Distribuzione sono stati diminuiti di quasi 1 milione di euro, pari al 2 per cento del loro totale.

Anche per la rete MT l'iniziale miglioramento del 2020 nella quota di utenze con numero di interruzioni superiore allo standard si è invertito nel Mezzogiorno nel 2021, in misura tale da determinare nell'anno, a livello complessivo nazionale, le penalità totali più elevate dell'ultimo decennio per questa voce di regolazione.

6. Divari territoriali nella struttura della rete elettrica e qualità della fornitura

In ciascun territorio, la qualità della fornitura elettrica dipende dalla relativa dotazione di impianti (con le loro caratteristiche di numerosità, diffusione, potenza, anzianità, ecc.) e dal grado di automazione e telecontrollo nella loro gestione. In questo senso, la persistenza dei valori e quindi dei divari tra macroaree negli indicatori di continuità del servizio, mostrata nel paragrafo 3, può fornire una prima approssimazione dei livelli relativi dell'infrastrutturazione elettrica per territorio. Il presente paragrafo si propone di esplorare in maggiore dettaglio quali sono i divari infrastrutturali che influiscono su quelli nella qualità elettrica, e per quali vie essi hanno effetto.

Il grado di sviluppo, non solo chilometrico, della rete di distribuzione ha un ruolo determinante per la qualità della fornitura assicurata a ciascun territorio. Coerentemente con quanto discusso nel paragrafo 2.1, la maggiore domanda di energia elettrica nelle regioni centro-settentrionali vi ha indotto un maggiore tasso di potenziamento delle infrastrutture elettriche. Analizzando dati di E-Distribuzione per il 2004-2009, Cambini et al (2016) trovano che gli investimenti sono cresciuti non soltanto nel quantile degli ambiti peggio serviti su BT in risposta a penalità, ma anche nel quantile, percettore di premi, degli ambiti meglio serviti, le aree il cui maggiore dinamismo demografico e produttivo porta i distributori a potenziare gli impianti per accrescere la capacità di carico, con effetti ulteriormente positivi sulla qualità della fornitura. Si noti che le dinamiche commentate nella figura 10, riferita al periodo immediatamente successivo, appaiono coerenti con questo risultato. Corrispondentemente, la minore domanda di energia elettrica nel Mezzogiorno ha comportato una frequenza di rinnovo delle strutture relativamente minore, determinandone una loro maggiore vulnerabilità. In assenza di dati diretti, una buona proxy per il grado di anzianità tecnologica delle infrastrutture distributive è costituita dalle spese affrontate per la manutenzione dei relativi impianti: da un lato la manutenzione straordinaria, ovvero le riparazioni o sostituzioni che non incrementano la potenza e che avvengono tipicamente a seguito di guasti, più frequenti su apparecchiature datate e meno moderne; dall'altro quella ordinaria, ovvero la periodica revisione degli impianti, associata talvolta a sostituzioni programmate, anche qui con spese maggiori quanto maggiore la vetustà. La figura 20 mostra che nel periodo 2005-2019 per entrambe tali voci le spese per utente di E-Distribuzione sono state elevate e crescenti nel Mezzogiorno, più che nelle altre macroaree, suggerendo una possibile minore modernità tecnologica.

Un aspetto centrale ai fini della qualità elettrica è costituito da come l'assetto della rete di distribuzione si compone con quello della rete di trasmissione, che la condiziona fortemente nella conformazione, condizionando conseguentemente anche la capacità delle imprese distributrici di mantenere elevato il livello di continuità della fornitura. La tavola 16 mostra che nella media di ciascuna macroarea i km della RTN sono proporzionali al numero degli utenti. Tuttavia, nel Mezzogiorno la minore densità di utenti per kmq, e in particolare di coloro da cui proviene una maggiore domanda, quali gli utenti MT, si traduce in una minore lunghezza delle linee di trasmissione in rapporto alla superficie (meno di due terzi rispetto alla macroarea con maggiore densità, il Nord-

Ovest)³⁶. A questa minore dotazione di RTN devono supplire le linee di distribuzione, che nel Mezzogiorno devono estendersi per un numero di km maggiore per raggiungere e servire ciascun utente: ne risulta elevata sia la lunghezza totale, al punto che per la MT, diversamente dalla RTN, i km per superficie sono pari a quelli delle altre macroaree, sia la lunghezza media di ciascuna linea di questa rete di distribuzione. La figura 21 conferma come vi sia una compensazione tra le densità per kmq delle due reti, evidenziando una relazione inversa a livello regionale fra la densità per superficie della RTN e la lunghezza media delle linee MT di E-Distribuzione. Per potere raggiungere i punti di prelievo dalle cabine primarie, le linee di distribuzione del Mezzogiorno sono mediamente più lunghe rispetto a quelle delle altre macroaree, determinando effetti avversi per la qualità della fornitura locale, fra i quali: una maggiore difficoltà di tenuta della tensione (in quanto la caduta di tensione è proporzionale alla lunghezza a parità di altre condizioni), una maggiore vulnerabilità ai guasti (la probabilità di guasto di una linea lunga è maggiore di quella di una linea breve) e una maggiore incidenza sugli indici di continuità del servizio (se a una linea più lunga corrispondono più utenti connessi, un guasto sulla linea comporta un maggiore raggio di estensione del disservizio). Un ulteriore elemento di aggravio per la qualità della fornitura nel Mezzogiorno è dato dal fatto che, nel confronto con le altre aree, la sua più estesa rete distributiva in MT presenta una magliatura meno densa, ovvero con meno connessioni fra linee alternative di alimentazione: ne è indicatore la stessa minore numerosità di cabine primarie per kmq, che offre quindi una minore disponibilità di punti alternativi di alimentazione in caso di emergenza.

Anche l'infrastrutturazione della rete BT, composta da derivazioni che originano dalle cabine secondarie di trasformazione da MT a BT, contribuisce a compensare la minore copertura della RTN nel Mezzogiorno. La lunghezza della rete BT meridionale per kmq si approssima infatti anche in questo caso alla media nazionale, con un'estensione maggiore in rapporto al numero degli utenti. Tale rete non è però dotata al momento né di magliatura né di automazione, e quindi un guasto che si origina su di essa comporta tempi più lunghi per la riparazione rispetto a uno sulla rete MT che è invece tipicamente "controalimentabile" con manovre di automazione grazie ai sistemi di telecontrollo³⁷. Ne consegue che anche la maggiore presenza di rete BT per utente è un indicatore di svantaggio per la continuità elettrica nel Mezzogiorno.

Nel complesso, il rapporto dei km di rete di distribuzione (tutte le tensioni) su quelli di trasmissione raggiunge il valore più elevato nel Mezzogiorno (21,2), a fronte del minimo registrato dal Nord-Ovest (14,7). Il dato sulla lunghezza della RTN incorpora l'incremento verificatosi in parallelo all'installazione degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivati dal Conto Energia e da semplificazioni amministrative, i quali fino al 2013 avevano dato luogo nel Mezzogiorno a potenza aggiuntiva in misura maggiore rispetto alle altre macroaree (fig. 22). In prospettiva, e come vedremo meglio nel paragrafo 8.2, le politiche strategiche già avviate per la transizione energetica, che prevedono un incremento della produzione da fonti rinnovabili, potranno contribuire ulteriormente a un parziale riequilibrio della densità territoriale della RTN e quindi in generale della rete elettrica nazionale.

³⁶ Il dato trova eco anche nella densità delle cabine primarie trasformatrici (da AT a MT) e della potenza di trasformazione installate, e risente anche della dislocazione sul territorio italiano sia dei centri di produzione di energia elettrica sia dei punti di ingresso delle sue importazioni (circa il 15 per cento della produzione interna nel 2019), collocati quasi tutti al Nord.

³⁷ Come menzionato al termine del paragrafo 4.3, alcuni principali esperimenti regolatori in atto si stanno concentrando sull'automazione della rete BT. Come anche sulla rete MT, questa consente di abbattere in frazioni di secondo i tempi di recupero e di ridurre pertanto numero e durata delle interruzioni lunghe e brevi, aumentando tuttavia le interruzioni transitorie (inferiori a 1 secondo), comunque capaci di causare danni.

7. Qualità elettrica nel Mezzogiorno e cultura amministrativa e comportamentale locale

Il servizio di distribuzione elettrica si distingue per il peso marginale, in particolare nel Mezzogiorno, che la *governance* e la cultura comportamentale locali hanno nel determinarne gli standard di qualità. Ai tratti storici (nazionalizzazione Enel, inclusiva della SME dal gruppo IRI) e legislativi (struttura di mercato regolamentata da un'Autorità nazionale e basata su concessioni governative a imprese distributrici), già commentati nel paragrafo 2.2, se ne aggiungono almeno altri tre.

In primo luogo, anche dopo la riforma del sistema elettrico pressoché la totalità degli utenti nel Mezzogiorno ha continuato ad essere servita da una società del gruppo a partecipazione statale Enel, mentre nel Centro-Nord, di fianco a una presenza maggioritaria della stessa società, poco più di un quinto degli utenti è servito da aziende municipalizzate, dispensate dalla nazionalizzazione nel 1962 e ingranditesi successivamente tramite le facoltà concesse dal Decreto Bersani.

Un secondo fattore a sostegno della sostanziale indipendenza dei divari nella qualità elettrica da variabili relative al Mezzogiorno è che quelli rilevati sull'insieme delle interruzioni sono proporzionalmente confermati anche analizzando le sole ISPRD³⁸, indipendenti dalla cultura comportamentale e amministrativa locale delle regioni meridionali. In proposito, il paragrafo 3 ha confermato l'entità dei divari Nord-Sud nelle ISPRD anche fra regioni di macroaree diverse nelle quali la fornitura è pressoché totalmente a cura della società partecipata nazionale, a fronte di performance qualitative comparabili fra le regioni centro-settentrionali da questa servite e le migliori fra quelle che hanno come distributori anche aziende municipalizzate. La stessa indicazione deriva dall'analisi dei divari territoriali nei buchi di tensione, eventi che dipendono meno delle interruzioni da comportamenti malevoli o negligenti, e che mostrano andamenti simili a quelli delle interruzioni.

Un ultimo punto che evidenzia la marginalità dell'ingerenza locale in materia di distribuzione elettrica deriva dalla riforma costituzionale del 2001 che, attribuendo competenze concorrenti a Stato e Regioni in materia elettrica, ha di fatto rimesso all'ente locale la sola autorizzazione all'installazione sul territorio³⁹ degli impianti che la regolazione *output-based* lascia pianificare liberamente al distributore per i miglioramenti nel servizio. Un simile assetto espone potenzialmente i processi autorizzativi delle installazioni al rischio di importanti rallentamenti nei territori dove è maggiore il gravame della burocrazia. Ciascuna Regione ha adottato al riguardo proprie procedure autorizzative, contenenti talvolta anche deleghe a Province e Comuni. La tavola 17 riassume i dati di fonte MiTE relativi alle istanze locali uniche di autorizzazione per investimenti sulle reti MT e BT presentate nel biennio 2018-2019 da E-Distribuzione, sulla base di dati forniti dal concessionario, per le regioni in cui in quel biennio la società serviva pressoché la totalità delle utenze sia MT sia BT (la Toscana, la Liguria e tutte le regioni del Mezzogiorno). Sebbene non siano disponibili gli importi di ciascun investimento prospettato, le istanze presentate in Toscana sono risultate più numerose, massimamente nella componente BT, seconde solo a quelle pugliesi nella MT. Per la BT i tempi medi di risposta in Toscana (129 giorni, in linea con Centro e Nord-Ovest, ma più lunghi del Nord-Est) sono risultati superiori a quelli della metà delle regioni meridionali, sebbene inferiori a quelli medi dell'intero Mezzogiorno (154) e della Liguria (180); per la MT sono stati superiori solo a quelli in Liguria e Sardegna, e inferiori di 70 giorni alla media di quelli delle altre regioni meridionali. La tavola 18 mostra che nella media del biennio 2020-2021 i tempi autorizzativi per nuovi impianti di E-

³⁸ Si ricordi (cfr. par. 3.1.2) che la quota delle ISPRD lunghe sul totale delle interruzioni senza preavviso lunghe risulta nella media storica pari a quasi tre quarti per numero e a quasi metà per durata, con una discreta omogeneità fra regioni.

³⁹ Cfr. D.P.R. n. 616 del 1977, confermato in questa disposizione dalla legge n. 59 del 1997. Per gli impianti relativi alla distribuzione è tipicamente sufficiente l'emanazione di un Provvedimento unico autorizzatorio regionale che include la Valutazione di impatto ambientale.

Distribuzione in Toscana (superiori di soli 5 giorni a quelli minimi in Italia nel biennio, registrati in Lombardia) sono risultati simili a quelli di Molise e Puglia, superiori di 48 giorni a quelli in Liguria e di 39 a quelli medi del Mezzogiorno (con un massimo di 82 giorni di ritardo per la Sardegna). Per un periodo medio-lungo quale quello di cui tratta il presente studio, tali differenze nei tempi di risposta e di autorizzazione fra amministrazioni con diverso grado di efficienza, per quanto non trascurabili, non appaiono di entità sufficiente a fornire un significativo contributo esplicativo dei divari territoriali nell'infrastrutturazione della rete di distribuzione, riconducibili invece in misura più sostanziale ai fattori esposti nei precedenti paragrafi. Anche se l'uniformizzazione dell'azione amministrativa ai livelli della regione più virtuosa potrebbe fornire un contributo mitigatore dei persistenti divari nella qualità della fornitura, difficilmente sarebbe in grado da sola di ridurre in misura significativa i ritardi del Mezzogiorno⁴⁰.

Nell'insieme, l'impatto delle istituzioni locali sull'andamento della qualità degli approvvigionamenti elettrici nel Mezzogiorno, che in tema di distribuzione potrebbe derivare solo dalla descritta funzione burocratico-autorizzativa, risulta quindi estremamente contenuto. Appare dunque poco robusto, e anzi spurio, il collegamento che Soroush et al. (2021) fanno fra l'inefficienza nella distribuzione di energia elettrica nelle regioni meridionali e la peggiore qualità delle istituzioni locali.

8. Investimenti nelle infrastrutture elettriche e qualità della fornitura

I divari nell'infrastrutturazione e nella performance della rete elettrica sono colmabili con specifici piani di investimento, indirizzati al potenziamento della rete, e realizzabili con risorse nazionali, finanziate internamente al sistema, o sovranazionali, derivanti dai fondi europei quali quelli per gli specifici progetti inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

8.1 Investimenti in infrastrutture elettriche finanziati per via tariffaria

I distributori effettuano investimenti di sviluppo della rete tenendo in conto varie esigenze, fra cui quelle di rinnovo e potenziamento, anche collegate alla crescita della domanda (ad es., di recente, per le richieste di connessione di impianti di generazione distribuita⁴¹ e di aumento di potenza dei clienti esistenti per l'elettrificazione dei consumi), e l'incentivo *output-based* al miglioramento e all'uniformizzazione della qualità. I piani di sviluppo triennali dei principali distributori sono pubblici e vengono trasmessi all'Autorità di regolazione, la quale prevede un rimborso per via tariffaria delle spese sostenute a condizione che siano state effettuate secondo criteri di efficienza (verificabili dal regolatore tramite indagine)⁴². A seguito del recepimento della direttiva UE 244/2019, dal 2023 l'Autorità avrà facoltà di richiedere modifiche dei piani di sviluppo dei principali distributori (estesi a un quinquennio).

⁴⁰ Daniele et al. (2022) mostrano l'efficacia delle semplificazioni amministrative per stimolare le installazioni di impianti per la produzione di energia elettrica *green*, attività che viene avviata, in un determinato luogo, a seguito di valutazioni comparative sulle attese di costi (fra cui quelli burocratici) e benefici. Nell'attività di distribuzione tali valutazioni da un lato includono i premi e le penalità attesi dai meccanismi regolatori, dall'altro non possono sottrarre i concessionari d'ambito dall'obbligo di avere impianti per connettere produttori e utenti.

⁴¹ Impianti decentralizzati di produzione di elettricità da fonti rinnovabili agganciati direttamente alla rete di distribuzione.

⁴² Per lo sviluppo della RTN è previsto dal d.lgs. 93/2011 un processo di predisposizione, consultazione pubblica e approvazione di un piano decennale degli investimenti di sviluppo rete. L'approvazione finale è di competenza ministeriale (MiTE), previo parere dell'ARERA.

L'analisi sulla persistenza dei livelli e dei divari territoriali della qualità ha portato l'Autorità a definire a partire dal 2020 l'innovativo NPQ (cfr. par. 4.3). Restringendo i margini di compensazione di premi e penalità fra ambiti e aumentando i premi per alcune attività virtuose, esso modifica i termini delle analisi costi-ricavi dell'attività di investimento, aumentando per gli ambiti peggio serviti sia i costi dell'inerzia sia i vantaggi di investire. Ciò potrebbe indurre a realizzare interventi, anche strutturali, considerati in passato troppo onerosi, capaci di produrre miglioramenti sia nei livelli sia nei divari territoriali della qualità elettrica. In risposta al nuovo quadro regolatorio, a fine 2020 E-Distribuzione ha varato lo specifico progetto *E-grid* (circa 2 miliardi di euro, di cui $\frac{3}{4}$ per il Lazio e il Mezzogiorno) per potenziare la struttura della propria rete e per incrementare la digitalizzazione, mediante l'automazione evoluta su MT e il telecontrollo su MT e BT.

La copertura finanziaria di tali interventi avviene includendo nelle bollette degli utenti un riconoscimento tariffario del costo degli investimenti effettuati dagli operatori⁴³ che non siano già finanziati attraverso altre risorse quali i fondi strutturali europei - che per le infrastrutture di rete sono stati destinati alle sole regioni meridionali - e i fondi del programma Next Generation EU, e quindi del PNRR. I corrispettivi tariffari (che oltre ai nuovi investimenti includono il costo degli investimenti già effettuati e in via di ammortamento nonché, con opportuni meccanismi incentivanti, i costi operativi) sono distinti per tipologia di utenza (in particolare per livello di tensione, dal momento che un cliente connesso a una tensione più alta non utilizza i livelli di rete a tensione più bassa) ma per il resto si applicano uniformemente a tutto il territorio nazionale, indipendentemente da dove gli investimenti vengano effettuati (art. 3 della legge n. 481/1995, istitutiva dell'Autorità). La loro struttura si compone di tre parti: una fissa (espressa in euro per punto di prelievo all'anno), una commisurata alla potenza impegnata da ciascun utente (espressa in euro/kW all'anno) e una parte variabile, dipendente dai kWh di prelievo di energia elettrica dalla rete⁴⁴.

Tale tariffazione unica nazionale comporta, a parità di tipo di utenza e di carico impegnato, tre tipologie di "sussidi incrociati" fra territori rispetto a una stretta applicazione del principio di *cost-reflectivity* (ovvero di aderenza delle tariffe, per gli utenti di un ambito, alla spesa dedicata a quel territorio)⁴⁵: a) dagli utenti con una peggiore qualità del servizio a quelli con una migliore qualità (tutti pagano la stessa tariffa, indipendentemente dai livelli di qualità); b) da utenti di zone dove c'è minore infrastrutturazione elettrica per utente (minore spesa) a utenti di zone con maggiore infrastrutturazione per utente, a parità di tipologia di area (urbana/rurale); c) da utenti delle aree urbane, il cui collegamento richiede in media meno rete per utente e quindi minori costi per ricevere il servizio, a utenti delle aree rurali, dove è richiesta più rete per utente della media. In base a questo schema e ai dati esposti in tutta la presente analisi, la tariffa unica nazionale dovrebbe comportare due motivi di penalizzazione e due motivi di vantaggio per l'utente medio delle regioni meridionali. Da un lato, egli per un verso subisce il costo della peggiore qualità, e per l'altro paga una quota nazionale per spese di investimenti che lo hanno riguardato in misura inferiore sia perché

⁴³ È escluso il rimborso solo per spese minori delle imprese di distribuzione, quali quelle di marketing e per le assicurazioni non obbligatorie, ritenuto già coperto tramite la valutazione del rischio dell'attività inclusa nel tasso di rendimento ponderato del capitale.

⁴⁴ Nella parte ancorata ai kWh prelevati non sono conteggiati quelli autoprodotti e autoconsumati, anche in base a schemi di autoconsumo collettivo recentemente introdotti. La copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio (premi e penali per i meccanismi *output-based* e per investimenti in resilienza, indennizzi non versati a clienti MT con impianti non adeguati, etc) avviene invece attraverso un altro corrispettivo (UC6) incluso nella tariffazione per i servizi di rete.

⁴⁵ L'aderenza ai costi presenta pro e contro. Fra questi ultimi, l'esistenza dei sussidi incrociati semplifica enormemente il sistema tariffario rispetto a un'ipotetica applicazione di corrispettivi tariffari differenziati per zone o al limite per nodo della rete (con effetti positivi anche per la competitività del *retail*), oltre a incorporare una forma di solidarietà tra gli utenti (Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, 2015, cap. 12; Council of European energy regulators, 2017; Agency for the cooperation of energy regulators, 2021).

l'infrastrutturazione elettrica complessiva si è concentrata al Centro-Nord, sia perché parte dell'infrastrutturazione al Mezzogiorno è stata finanziata con contributi pubblici di fonte UE⁴⁶. Dall'altro, i vantaggi per l'utente meridionale si materializzano in quanto in media egli vive in aree meno densamente abitate (in particolare le aree rurali) rispetto alle regioni del Nord, e nel fatto che le due componenti tariffarie principali di remunerazione dei costi sono ancorate rispettivamente alla potenza impegnata e ai consumi, che, essendo in entrambi i casi maggiori al Centro-Nord, comportano un maggiore aggravio medio per gli utenti di quei territori. Un'analisi quantitativa di tali effetti potrebbe costituire una possibile estensione del presente lavoro.

8.2 Piani europei per gli investimenti nazionali in infrastrutture elettriche

La grande opportunità di miglioramento infrastrutturale offerta dal PNRR investe anche la trasmissione e la distribuzione elettrica e il loro riequilibrio territoriale, raggiungibile solo con investimenti dedicati. La Missione 2 del PNRR si pone infatti come obiettivo la realizzazione della transizione verde ed ecologica della società e dell'economia per rendere il sistema sostenibile e garantirne la competitività, in maniera inclusiva ed equa e riducendo il divario tra le regioni italiane. Due Misure della Componente 2 "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile" riguardano il sistema elettrico: gli interventi previsti nella Misura 1 si prefiggono di incrementare la produzione elettrica da fonti rinnovabili, mentre quelli della Misura 2 intendono potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete. Riguardo quest'ultima misura, nel 2022 un bando ministeriale ha destinato ai distributori 3,6 miliardi di euro (riservandone il 45 per cento al Mezzogiorno) per il "Rafforzamento delle *smart grid*", così ripartiti: 1 miliardo per aumentare la *hosting capacity*, la capacità della rete di ospitare ulteriore generazione distribuita da fonti rinnovabili (fino a almeno 4.000 MW al giugno 2026, con target intermedio a fine 2024) attraverso il rafforzamento infrastrutturale e la digitalizzazione; 2,6 miliardi per aumentare la potenza elettrica a disposizione delle utenze, al fine di favorire l'elettrificazione dei consumi energetici, specie nelle aree ad alta concentrazione demografica (impatto su almeno 1,5 milioni di utenti). Altri due bandi del 2022 si sono proposti di rafforzare la resilienza delle reti allocando 500 milioni di euro (con riserva di almeno il 40 per cento alle regioni meridionali) per interventi atti a ridurre la probabilità e l'entità di interruzioni della fornitura in caso fenomeni climatici estremi. La maggiore quota (350 milioni) è stata destinata a interventi sulla rete di distribuzione (su almeno 4.000 km), il resto a interventi sulla RTN (per almeno 1.500 km). Gli investimenti collegati al PNRR hanno il vantaggio di essere già finanziati, come tutti quelli derivati da programmi dell'UE, per cui non implicano peso sugli utenti per il rimborso tramite la tariffazione in bolletta.

In risposta al mutato quadro geopolitico e del mercato dell'energia, nel maggio 2022 la Commissione europea ha presentato il piano REpowerEU, ideato per accelerare la transizione *green* aumentando l'indipendenza del sistema energetico dell'UE. Per quanto riguarda l'energia elettrica, il piano ha come obiettivi principali il risparmio energetico e l'accelerazione degli investimenti sulle

⁴⁶ Le risorse europee dei diversi cicli, a fondo perduto, hanno attratto una parte rilevante degli impegni in sviluppo della rete di E-Distribuzione nel Mezzogiorno (E-Distribuzione, anni vari). L'assegnazione delle risorse non promuoveva il miglioramento della qualità elettrica in quei territori: prevedeva anzi l'esplicita esclusione degli interventi che, mirando al miglioramento della qualità dell'erogazione attraverso una riduzione delle interruzioni di propria responsabilità, avrebbero potuto fare ottenere all'impresa premi regolatori, configurati come aiuti di Stato. I fondi sono stati pertanto rivolti ad altri scopi, di beneficio comunque indiretto anche per la qualità, come nel caso del progetto NER per le *smart-grid* in Puglia nel 2016-18.

rinnovabili⁴⁷, attivando entro il 2027 nei paesi UE investimenti per 224 miliardi di euro, finanziati tramite vari fondi fra cui quelli non ancora allocati relativi ai piani di ripresa e resilienza. Per orientare gli investimenti verso le priorità REPowerEU e attuare le riforme necessarie, gli Stati membri sono tenuti ad aggiungere un apposito capitolo ai loro piani di ripresa e resilienza.

Anche i Fondi strutturali europei del ciclo 2021-2027 contribuiranno alla transizione verde dell'economia. Ai fini di un coordinamento con il PNRR, i Piani nazionali e regionali in tema di energia previsti nel relativo Accordo di partenariato saranno focalizzati maggiormente sull'efficientamento negli usi finali residenziali, produttivi e di pubblica utilità, integrato con la trasformazione intelligente delle reti di trasmissione e distribuzione di elettricità per incrementare la capacità di assorbimento di una quota crescente di energie rinnovabili (da sviluppare anche attraverso la creazione di comunità energetiche).

Le azioni previste in tutti i programmi elencati sono conformi agli obiettivi del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) varato dal governo italiano a dicembre 2019, e rafforzati nel Piano per la transizione ecologica approvato a marzo 2022: fra tali obiettivi figurano infatti l'avviamento all'indipendenza energetica e alla neutralità climatica attraverso lo sviluppo delle fonti rinnovabili (in accordo al programma Fit for 55 della Commissione europea), l'accrescimento della flessibilità e della resilienza del sistema energetico, il potenziamento delle reti di trasmissione e di distribuzione, l'elettrificazione e l'efficientamento dei consumi, l'aumento della capacità di stoccaggio.

Nessuno di questi programmi include esplicite iniziative per l'incremento della qualità della fornitura di responsabilità del distributore. Tuttavia, tale incremento potrebbe scaturire da due canali attivati dalle misure previste. Da un lato, la "smartizzazione" delle reti induce tipicamente notevoli miglioramenti nella continuità del servizio (come effettivamente perseguito anche dagli esperimenti regolatori dell'NPQ). Dall'altro lato, per quanto esposto nel paragrafo 6 la continuità della fornitura dovrebbe beneficiare dell'aumento della produzione di elettricità da fonti rinnovabili, atteso in particolare nel Mezzogiorno⁴⁸, che già produce più energia elettrica di quanta ne consumi. Ciò dovrebbe nei fatti accrescere nella macroarea la densità e la magliatura delle reti sia di trasmissione (come incrementalmente previsto nei piani di sviluppo di Terna⁴⁹) sia di distribuzione, aumentando tanto il grado di integrazione territoriale della filiera elettrica quanto la capacità locale di controalimentazione della fornitura⁵⁰. I benefici potenziali della diffusione di produzione di energia *green* per ciò che attiene alla riduzione in durata e numero delle interruzioni elettriche di ogni natura potranno tuttavia essere sfruttati a pieno solo se fin da subito verranno affrontati i problemi di instabilità indotti dagli squilibri di flusso propri della generazione distribuita. In questo senso assume

⁴⁷ Il piano include anche specifici Progetti di interesse comune (PIC) fra gli Stati membri per la gestione dei flussi di energia elettrica, quali quelli per reti intelligenti, ma nessuno che riguardi l'Italia; il nostro Paese compare invece in alcuni PIC per interconnessioni transfrontaliere di copertura della fornitura energetica.

⁴⁸ Secondo dati di Terna, a dicembre 2021 le richieste pendenti di connessione in rete di nuovi impianti, più che sufficienti a soddisfare sia gli obiettivi di capacità produttiva fissati dal PNIEC sia quelli più ambiziosi del Fit for 55, erano prevalentemente concentrate nel Mezzogiorno (discostandosi dalla distribuzione geografica pianificata nel PNIEC).

⁴⁹ In vista del potenziale di sviluppo di nuova capacità installata da fonti rinnovabili nel Mezzogiorno, per il quinquennio 2021-25 Terna (2021a, aggiornato a marzo 2022) vi ha pianificato una frazione consistente dei 10 miliardi complessivi di investimenti previsti per sviluppo della RTN, avendo come obiettivi il potenziamento e pieno sfruttamento della generazione da rinnovabili (anche attraverso lo sviluppo di sistemi di accumulo meno onerosi) e la riduzione della congestione nei flussi verso le aree più energivore del Paese. Di fatto questi interventi, associati a quelli di connessione a fini distributivi, dovrebbero aumentare il grado di magliatura della rete elettrica contribuendo così anche a migliorare la qualità della fornitura.

⁵⁰ I benefici sistemici dell'integrazione dell'infrastruttura di trasmissione fra differenti parti del paese in presenza di nuovi e dislocati impianti di energia elettrica *green* sono stati evidenziati da Gonzales et al. (2022) relativamente all'esperienza cilena.

particolare rilievo l'obiettivo PNRR del rafforzamento delle *smart grid* per un'adeguata e tempestiva strutturazione della gestione digitalizzata delle immissioni eterogenee di corrente effettuate da un numero moltiplicato di produttori.

9. Rilevanza economica delle interruzioni

La sezione 3 ha fornito evidenza della persistenza di divari territoriali sia nel numero sia nella durata delle interruzioni elettriche. In particolare, la tavola 8 ha evidenziato come nel periodo 2007-2019 per utente nel Mezzogiorno si siano verificate in media annua 1,5 ISPRD lunghe in più di quanto accaduto al Centro-Nord (2,6 a fronte di 1,1 il numero rispettivo), con quasi il doppio dei minuti persi (64 contro 33). Ma a quanto ammonta il danno derivante da questo divario nel numero o durata di interruzioni per utente, e a quali perdite differenziali fra macroaree dà luogo? La risposta passa necessariamente per il valore economico delle discontinuità elettriche.

9.1 Stime esistenti sulla rilevanza economica delle interruzioni

Molti studi hanno stimato, in varia forma, il valore economico delle discontinuità elettriche. Basandosi su indagini presso imprese e famiglie o su dati macroeconomici, essi hanno puntato a determinare o il costo per l'utenza oppure la disponibilità a pagare per non subire interruzioni o quella a ricevere indennizzi compensativi in caso avvenissero. Un approccio usa il rapporto fra una misura di output economico (ad es. il valore aggiunto) e una di consumo elettrico necessario a produrla per determinare il c.d. valore dell'energia non fornita (*Value of Lost Load, VoLL*), identificato come il valore monetario dei kWh di energia persi da imprese e/o famiglie. Le numerose stime del VoLL per i vari paesi (ad es., Bertazzi et al., 2005, De Nooij et al., 2007, Ovaere et al. 2019) mostrano come il costo delle interruzioni elettriche vari a seconda del tipo di utenza interrotta (e, se impresa, il suo settore), del luogo dell'interruzione o del suo momento e durata. In base a un'indagine presso imprese della UE, Targosz e Manson (2007b) hanno stimato in oltre 150 miliardi di euro annui (circa l'1,5 per cento del PIL dell'area dell'epoca) la perdita economica complessiva⁵¹ dovuta alla cattiva qualità della fornitura elettrica, imputandola principalmente alle interruzioni non lunghe e ai cali di tensione, sebbene con una pronunciata eterogeneità tra settori. Kim e Cho (2017) stimano una regressione cross-section dei costi (diretti e indiretti) delle interruzioni elettriche subite da 430 imprese industriali sud-coreane, trovandoli (per quelle senza preavviso) crescenti nella durata, nell'occupazione e nei consumi elettrici, e decrescenti nella capacità dei generatori installati. Per la media delle utenze italiane, Terna (2021b) stima il VoLL in 28,4 €/kWh; per le sole famiglie, Shivakumar et al. (2017) trovano che in Italia il VoLL sia il più alto nell'UE, doppio rispetto alla media.

Lo studio dell'impatto delle interruzioni elettriche sulla performance d'impresa è stato finora rivolto principalmente ai paesi in via di sviluppo, tipicamente in relazione a problematiche di energia prodotta e erogabile. Reinikka e Svensson (2002) trovano che per molti di questi paesi la scarsità di capitale pubblico, approssimata dall'inaffidabilità e inadeguatezza dell'offerta di energia elettrica, riduce sensibilmente gli investimenti privati, e che le imprese che ovviano al problema della fornitura elettrica investendo in generatori finiscono per investire meno in capitale produttivo. Abeberese et al. (2021) stimano un significativo impatto negativo delle interruzioni (derivanti ad es. da programmi di razionamento energetico) sulla produttività delle PMI ghanesi, a cui le imprese reagiscono modificando la gamma produttiva verso lavorazioni a minore contenuto energetico o dotandosi di

⁵¹ Inclusiva di ogni possibile fonte e tipo di discontinuità, nonché al lordo delle perdite teoriche che avrebbe sostenuto chi si è invece immunizzato con stabilizzatori.

generatori, i quali però sottraggono risorse a investimenti produttivi. Allcott et al. (2016) trovano che le imprese indiane riescono a ridurre l'impatto delle interruzioni sulla produttività riducendo gli input, e che la presenza di generatori è maggiore per le imprese più grandi che possono sfruttare economie di scala, con costi quindi superiori per le imprese piccole, che non riescono a dotarsene. Analogamente Poczter (2017) per l'Indonesia, Moyo (2012) per la Nigeria e Cissokho (2019) per le PMI del Senegal stimano un rilevante impatto negativo sulla produttività per le imprese che non riescono a dotarsi di generatori.

La carenza di studi di questo tipo per le economie più avanzate è probabilmente riconducibile alla minor criticità nella generazione e fornitura di energia. Tuttavia, in tali paesi l'aumento corrente e prospettico della quota elettrica sul consumo totale di energia e la digitalizzazione delle macchine rendono sempre più stringenti le esigenze di continuità e stabilità della fornitura.

9.2 *Una nostra stima*

In questa sezione si offre una stima del danno arrecato in Italia e nelle diverse aree dalle discontinuità elettriche misurate dai dati ARERA. Pur considerando di rilievo, come già osservato, anche gli aspetti relativi al benessere delle famiglie, in quanto segue rivolgiamo la nostra attenzione alle sole imprese. Nello specifico, utilizzando variabili di bilancio di un ampio panel di imprese italiane, si stima la perdita di produttività (misurata dal valore aggiunto per addetto) che deriva loro in media dalle discontinuità elettriche, e quantifichiamo gli effetti differenziali derivanti dalla loro maggiore o minore frequenza sul territorio. Consideriamo quali regressori di controllo sia input aziendali sia variabili aggregate. Rimarchiamo che la nostra stima è probabilmente da considerarsi solo un limite inferiore alla perdita da interruzioni elettriche giacché non considera esplicitamente la rottura e sostituzione di macchinari o loro componenti, né gli investimenti aggiuntivi necessari a immunizzarsi (e i minori investimenti produttivi che ne conseguono, dato l'uso alternativo delle risorse)⁵².

9.3 *Dati*

Per l'esercizio di stima utilizziamo un panel non bilanciato di 5,1 milioni di osservazioni relative a oltre 900.000 società di capitali italiane nel periodo 2008-2018 creato a partire da quello di Fantino et al. (2021), basato su dati annuali d'impresa tratti da Cerved/Centrale dei Bilanci, oltre che su dati INPS per ciò che attiene al numero degli addetti. In tale data set figura una variabile che misura il valore del capitale fisico di ciascuna azienda, calcolata con il metodo dell'inventario permanente, e tutte le variabili nominali sono rese in termini reali tramite i deflatori di contabilità nazionale dell'Istat. Per ciascuna impresa sono specificati la provincia di sede operativa⁵³ e un codice Ateco 2007 a due cifre che identifica il settore di attività. Sono escluse le imprese con più di tre anni di dati mancanti in una variabile di rilievo; carenze meno protratte sono colmate ricorrendo a interpolazione.

⁵² Ad un livello superiore di analisi, la misura della trasmissione all'intera economia di shock microeconomici come quello in esame è funzione di diverse variabili fra cui la capacità delle imprese di aggiustare i propri mark-up, a sua volta dipendente dal grado di concorrenza dei mercati in cui operano (per casi di shock al costo dell'energia, si vedano Fabra e Reguant, 2014, Ganapati et al., 2020 e Muehlegger e Sweeney, 2022). Guardando esplicitamente anche a shock energetici Baqaee e Fahri (2019) dimostrano come la struttura dei mercati, ampliata a includere le concentrazioni, la forma delle funzioni di produzione e le connessioni nella rete input-output, possa indurre effetti indiretti che amplificano di molto le conseguenze degli shock.

⁵³ In Cerved/CeBi compaiono solo le province previe a quelle istituite negli anni 2000. Le imprese con sede operativa ricadente (al 2021) nelle nuove province sono state identificate tramite la tavola dell'Anagrafe dei soggetti della Centrale dei Rischi.

Infine, escludiamo le osservazioni per cui il capitale o il numero di lavoratori sia nullo e, per limitare l'impatto di valori estremi sulla stima, winsorizziamo le variabili di bilancio per anno-settore al 5° e 95° percentile. La tavola 19 dà conto della suddivisione delle imprese del campione per settore e per classe di intensità di capitale, mentre la tavola 20 mostra alcune statistiche descrittive delle principali variabili nel campione.

Incrociamo poi questo panel con dati sui consumi elettrici annuali forniti da Terna, aggregati a livello di settore-provincia, e con le serie annuali di ARERA sulle interruzioni elettriche in BT già esaminate in precedenza. In particolare, consideriamo le ISPRD lunghe (quindi maggiori di 3 minuti). Purtroppo non sono disponibili dati disaggregati sulle interruzioni per singolo utente: numero e durata delle interruzioni elettriche sono disponibili solo come media per utente BT per provincia. A tal riguardo, ricordiamo come la maggior parte delle utenze di impresa è connessa in BT; è plausibile comunque che la validità del nostro esercizio si estenda anche a quelle connesse in MT giacché la tavola 4 ha mostrato che in una vasta maggioranza dei casi le interruzioni manifestatesi su BT originano da MT.

9.4 Metodologia

La stima dell'impatto delle interruzioni elettriche sulla performance d'impresa, condotta primariamente sul settore manifatturiero, è basata su una specificazione econometrica derivata da una funzione di produzione a due fattori

$$\log\left(\frac{Y}{L}\right)_{ipst} = \alpha + \beta_0 \log\left(\frac{K}{L}\right)_{ipst} + \beta_1 \log L_{ipst} + \rho Int_{pt} + \delta X_{ipst} + \varepsilon_{ipst}$$

dove la variabile dipendente è il logaritmo del valore aggiunto reale per addetto nell'impresa i situata nella provincia p , nel settore s e al tempo t ; la variabile indipendente oggetto di studio (Int_{pt}) è, alternativamente, il numero o la durata delle interruzioni elettriche in media annua per utente nella provincia p nell'anno t . Due variabili di impresa sono incluse come regressori: l'intensità di capitale (misurata come logaritmo del capitale K_{ipst} per addetto) e - principalmente quale variabile di scala - il (log) numero di addetti L_{ipst} . Per limitare l'impatto di endogeneità e variabili omesse, è presente poi il vettore di controlli X_{ipst} , che comprende effetti fissi di impresa, effetti di settore-anno e regione-anno, nonché (in log) i consumi elettrici della provincia p nel settore s quale *proxy* per la domanda locale di energia elettrica. Gli errori standard sono clusterizzati a livello di provincia per tenere conto del fatto che la variabile indipendente varia solamente a livello di provincia-anno.

Dal momento che i dati sulle interruzioni sono disponibili per provincia anziché per singola impresa, il coefficiente ρ rappresenta la variazione percentuale del valore aggiunto per addetto di un'impresa in corrispondenza di un aumento unitario del numero medio (o della durata media) delle interruzioni per utente della provincia. Un aumento del numero medio non deriva necessariamente da interruzioni che colpiscono uniformemente tutti gli utenti dell'area di riferimento: è possibile infatti che le discontinuità si concentrino su alcuni utenti lasciando indenni altri. Nell'ipotesi di distribuzione uniforme, e quindi di aumento del numero medio conseguente a un aumento unitario delle interruzioni per ciascun utente, il nostro esercizio potrebbe essere considerato analogo a stimare la perdita che un'impresa sperimenta a seguito di un'interruzione (o minuto perso) addizionale.

9.5 Risultati

Le nostre stime indicano che un'impresa manifatturiera italiana perde all'anno in media l'1,6-1,8 per cento del proprio valore aggiunto reale per addetto in seguito a un aumento unitario del numero medio per utente di ISPRD lunghe. Queste stime appaiono nelle prime due colonne della tavola 21, dove la specificazione della seconda colonna aggiunge agli effetti fissi della prima i regressori a livello di impresa (intensità di capitale e numero degli addetti) e quello a livello di settore-provincia (consumi elettrici). Tali valori medi risultano dalle molteplici possibili conseguenze di un'interruzione capaci di arrecare danno a un'impresa: perdita di produzione in lavorazione, scarto di interi lotti, arresto/rottura delle macchine e tempi per la loro riparazione/sostituzione/riconfigurazione, verifiche sul processo integrato, ritardi di produzione e consegna, perdite di commesse a scadenza, etc. Dati i divari nel numero medio di ISPRD lunghe per macroarea evidenziati nella tav. 8, nel Mezzogiorno la perdita media di produttività è stimata superiore di oltre 2 punti percentuali rispetto al Centro Nord.

La realtà è ovviamente frastagliata, e l'effetto è naturalmente molto eterogeneo fra imprese, essendo influenzato da fattori quali la dipendenza elettrica del processo produttivo, la scala dimensionale, e soprattutto la dotazione di impianti per eludere i pericoli derivanti dalle interruzioni - in primis stabilizzatori, accumulatori e generatori elettrici.

La terza colonna della tavola 21 cerca di catturare una dimensione complessiva di questa eterogeneità degli effetti fra imprese includendo fra i regressori l'interazione del numero di interruzioni con l'intensità di capitale: il coefficiente sul termine principale numero di interruzioni rimane negativo e statisticamente diverso da 0, ma l'interazione ha segno positivo ed è significativa, evidenziando come il costo marginale di un'interruzione sia decrescente nell'intensità di capitale. La rappresentazione grafica della figura 23 aiuta a comprendere chi subisce il costo diretto delle discontinuità elettriche: l'impatto di un aumento unitario del numero medio per utente di tali interruzioni è negativo con significatività statistica per le imprese fino a metà del terzo quartile della distribuzione del capitale per addetto, risultando non statisticamente significativo per quelle residue, a maggiore intensità di capitale fisico. Le imprese con meno capitale per addetto patiscono pertanto maggiori conseguenze negative dalle ISPRD lunghe, mentre chi ha molto capitale installato verosimilmente si è fatto carico nel tempo anche del costo fisso di acquistare degli specifici beni strumentali aggiuntivi, i gruppi di continuità elettrica, capaci di eludere danni.

La specificazione della quarta colonna della tavola 21 replica quella della precedente aggiungendo l'interazione del numero per utente di interruzioni con una dummy per la macroarea Mezzogiorno. Non ne emerge un differenziale di impatto delle interruzioni elettriche fra imprese meridionali e del resto del Paese. La non significatività di questa interazione, associata a un coefficiente che resta positivo e statisticamente significativo per quella con l'intensità di capitale, conferma che ciò che rileva è la dotazione tecnologica, piuttosto che la localizzazione geografica in sé. È tuttavia vero che, come ha mostrato la tavola 20 per l'insieme dei settori e come conferma la figura 24 per la manifattura, nel nostro campione la dotazione media e mediana di capitale per addetto delle imprese del Mezzogiorno è inferiore a quella di ciascuna delle altre aree del Paese⁵⁴, per cui in proporzione le conseguenze negative derivanti dalla minore dotazione di capitale per addetto potrebbero essere diffuse maggiormente nel Mezzogiorno. La specificazione della colonna 5 include

⁵⁴ La figura 24 mostra la quota sul totale di ciascuna macroarea delle imprese manifatturiere in ciascun quartile della distribuzione nazionale di capitale per addetto nella manifattura. Si può notare come la quota del Mezzogiorno nel primo quartile sopravanzi di molto la quota delle altre macroaree, determinando fra l'altro una quota maggiore anche in tutta la prima metà della distribuzione.

fra i regressori le interruzioni per utente elevate al quadrato per verificare un eventuale effetto amplificativo di aumenti ripetuti delle interruzioni per utente, ma non ne trova traccia statisticamente significativa.

Nelle stime presentate finora i valori di capitale e lavoro sono quelli dello stesso anno in cui sono rilevate le interruzioni, e potrebbero pertanto, almeno parzialmente, includerne gli effetti. Per valutare la perdita di valore aggiunto che può conseguire all'impresa con la dotazione di input in essere alla vigilia delle interruzioni, la colonna 6 della tavola 21 considera i regressori relativi a tali input ai valori del periodo precedente a quello delle interruzioni. I risultati sono qualitativamente simili a quelli della figura 23: le differenze risiedono in un maggiore danno per le imprese a minore intensità di capitale, meno protette dalla perniciosità delle interruzioni, mentre risulta minore la quota di imprese per le quali l'impatto negativo risulta statisticamente significativo (non lo è ad es. al valore mediano di capitale per addetto).

La tavola 22 replica la struttura della precedente tavola per descrivere la relazione fra valore aggiunto per addetto e durata media (anziché numero) delle ISPRD lunghe. Le prime due colonne mostrano che in media l'effetto marginale di un aumento unitario del numero medio per utente di minuti persi - rispetto alla durata media delle interruzioni in esame, che per definizione travalicano i tre minuti - è nullo: l'estensione di durata non produce in media più danno di quello già eventualmente provocato. La terza colonna mostra che anche in questo caso un impatto negativo emerge per le imprese a minore intensità di capitale. La quarta colonna mostra che, per ogni livello di intensità di capitale, nel Mezzogiorno l'impatto di un minuto addizionale per utente è meno negativo, ma di una misura molto contenuta (0,1 punti percentuali). La specificazione successiva, che aggiunge la durata per utente elevata al quadrato, evidenzia come l'impatto negativo si vada affievolendo col crescere dei minuti: in accordo con quanto mostrato da Bertazzi et al. (2005), il costo marginale di un'interruzione decresce nella sua durata, sebbene il calo sia molto lento giacché le durate in esame sono già in partenza superiori ai tre minuti. Considerando come regressori gli input di capitale e lavoro predeterminati invece che contemporanei, analogamente a quanto evidenziato per il numero di interruzioni l'impatto di un aumento unitario del numero medio per utente di minuti persi è più negativo per le imprese a minore intensità di capitale, ma è non significativo per le altre.

Estendendo l'esercizio ai settori delle costruzioni e dei servizi, le cui attività sono esposte in maniera diversa dalla manifattura al rischio di discontinuità elettrica, l'effetto medio di un aumento unitario del numero di interruzioni per utente risulta statisticamente non diverso da zero. Tuttavia, anche in ognuno di questi settori l'effetto resta significativo, sebbene di minore entità, per le imprese della prima metà della distribuzione del capitale per addetto, come la figura 25 mostra per il settore dei servizi.

10. Conclusioni

Per permettere le attività ordinarie di famiglie e imprese, è importante che la fornitura di energia elettrica sia assicurata in maniera affidabile e continua. L'ordinamento giuridico italiano, che attribuisce alle autorità nazionali la *governance* del settore e la relativa potestà normativa, riconosce tale necessità prescrivendo standard di qualità omogenei sull'intero territorio.

Nonostante tali indicazioni normative, questo lavoro documenta il perdurare di significativi divari tra Mezzogiorno e Centro Nord, mostrando come nelle regioni meridionali le interruzioni di fornitura più frequenti, quelle di responsabilità del distributore, siano persistentemente circa il doppio che nel resto del Paese e il divario sia circa il triplo per i buchi di tensione (quadruplo per quelli a maggiore severità).

I divari non sembrano associati a caratteristiche intrinseche dell'impresa distributrice, pressoché unica nel Mezzogiorno, in quanto la qualità del servizio appare nettamente inferiore nelle regioni meridionali rispetto ai territori centro-settentrionali riforniti dallo stesso distributore; in essi i valori degli indicatori risultano invece paragonabili ai migliori fra quelli dei territori serviti da altri operatori.

L'analisi mostra come, a differenza di altri fattori di ritardo del Mezzogiorno per i quali è difficile distinguere tra responsabilità locali e nazionali, nel caso della qualità delle forniture elettriche i divari osservati non possano essere riconducibili alle carenze del governo locale o a specifici comportamenti degli utenti. Lo studio si concentra infatti su indicatori di qualità che fondamentalmente dipendono dal servizio fornito dall'impresa distributrice nella sua interazione con la rete di trasmissione, su cui incidono solo marginalmente i modesti differenziali nei tempi autorizzativi per la realizzazione degli investimenti nella distribuzione, unica funzione degli enti locali meridionali in ambito elettrico.

Appaiono invece rilevanti le differenze nella dotazione di infrastrutture elettriche. I divari nella domanda di elettricità, sfavorevoli al Mezzogiorno, si sono nel tempo accompagnati a quelli nella capacità produttiva di energia elettrica. Ne è conseguito un assetto della rete di trasmissione nazionale meno denso e magliato nelle regioni meridionali che richiede, a compensazione, linee di distribuzione più lunghe, più esposte a guasti e con una maggiore capacità di coinvolgere un numero considerevole di utenze. Linee che si sviluppano in lunghezza anziché in rete implicano inoltre una scarsità di vie di alimentazione alternative nel Mezzogiorno, limitando la possibilità di ovviare a guasti o impedimenti che riguardino una specifica via di alimentazione. La minore domanda di elettricità influisce di per sé anche sull'opportunità di effettuare investimenti, contenendo al Sud la frequenza degli interventi per il rinnovo e il potenziamento delle infrastrutture. Tutti questi fattori concorrono alla vulnerabilità delle linee di distribuzione e alla minore capacità di contenimento delle conseguenze di guasti.

Il persistere dei divari potrebbe essere legato anche ad un comportamento di equilibrio delle imprese distributrici sottoposte alla regolazione incentivante, lo strumento dell'Autorità per indurle a migliorare e perequare la qualità della fornitura che si era rivelato efficace nei primi anni di vigenza. Nel periodo successivo, le penalità comminate dall'ARERA alle società distributrici per il servizio sotto standard in alcuni territori (soprattutto in quelli peggio serviti, per i quali la progressività a scaglioni della regola rende più impegnativo raggiungere livelli con minori penalità) sono state tipicamente più che compensate dai premi da loro ricevuti per altre zone meglio servite, ricalcando la geografia dei divari di continuità e contribuendo alla loro persistenza nel tempo. Per rafforzare gli incentivi al riequilibrio, l'Autorità ha varato a decorrere dal 2020 un insieme di specifiche misure che includono, ad esempio, premi ridotti in caso si reiterino penalità in altri territori serviti dallo stesso fornitore nonché premi addizionali in caso di miglioramenti negli ambiti territoriali a maggiore criticità. Modificando al margine i rendimenti che i distributori si attendono dagli investimenti nei diversi ambiti, la nuova struttura degli incentivi potrebbe spingere i concessionari a investire maggiormente nei territori finora sotto standard al fine di migliorare il saldo netto tra premi e penalità e, in questo modo, ridurre i divari infrastrutturali che hanno finora condizionato la qualità della fornitura elettrica nel Mezzogiorno. Dati i tempi dei piani di investimento, gli esiti di questa misura potranno manifestarsi nel medio periodo. Di più immediata efficacia sono risultati invece gli esperimenti regolatori concordati fra Autorità e distributori per interventi in ambiti a più pronunciata criticità.

La stima della perdita che le imprese manifatturiere mediamente fronteggiano in conseguenza delle interruzioni elettriche, riportata nell'ultimo paragrafo, ha dimostrato la rilevanza economica di

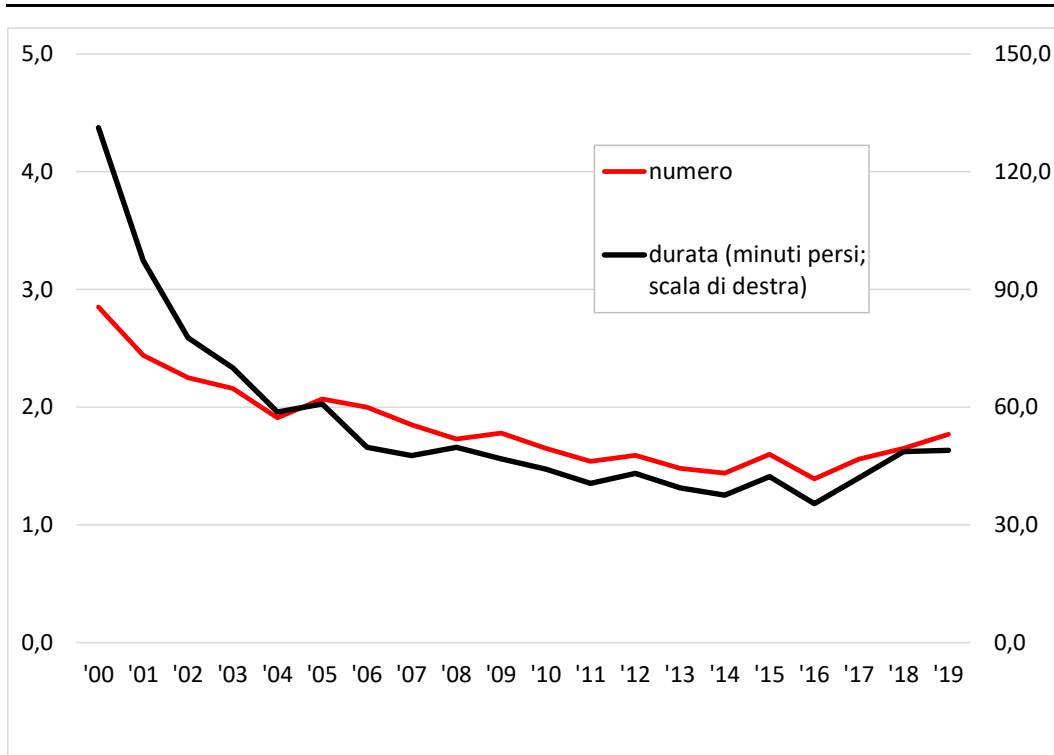
questo fattore di contesto, più marcata nei territori dove esso incide maggiormente. Essa appare particolarmente significativa per le imprese con la minore intensità di capitale, verosimilmente meno propense a sostenere i costi dell'acquisto di macchinari stabilizzatori. Tutto ciò rende le discontinuità elettriche particolarmente costose per il Mezzogiorno, dove più frequenti sono le interruzioni e più alta è la densità di imprese con minore capitale per addetto. A questi costi occorrerebbe poi aggiungere quelli in termini di benessere per le famiglie, documentati in letteratura.

Nell'insieme le nostre analisi mostrano come la minore qualità del servizio elettrico nel Mezzogiorno, i cui costi appaiono significativi, dipenda essenzialmente da una minore dotazione e articolazione di infrastrutture elettriche nel loro complesso e quindi da un minor livello di investimenti specifici accumulati nel tempo rispetto al Centro Nord. Tenuto conto che per gli investimenti degli operatori non inclusi in piani di finanziamento europei (quali i programmi operativi per le infrastrutture di rete, riservati al Mezzogiorno) è previsto uno schema di rimborso tramite una specifica voce in bolletta comune a tutti gli utenti, è possibile che per gli utenti meridionali, già gravati dai costi di maggiori discontinuità elettriche, l'esborso sia stato più elevato della quota di investimento destinata all'infrastrutturazione dell'area⁵⁵. Indipendentemente da queste considerazioni distributive, è tuttavia evidente come l'obiettivo di fornire una qualità adeguata del servizio sull'intero territorio nazionale, e così eliminare uno degli svantaggi competitivi che grava sul Mezzogiorno, richiede significativi miglioramenti nell'infrastruttura elettrica dell'area.

Le misure previste nei programmi UE come il PNRR, il programma Repower EU e il nuovo pacchetto climatico della UE Fit for 55 con le relative esigenze di accrescere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, possono apportare un rilevante contributo in questa direzione. Essi infatti promuovono, oltre a interventi finalizzati all'incremento della resilienza delle reti, l'installazione su vasta scala di capacità produttiva di energia elettrica da fonti rinnovabili. Un aumento consistente di tali impianti, in particolare nel Mezzogiorno, dove maggiori sono le richieste di connessione per la produzione di energia solare e eolica, richiederà infatti nel medio periodo un riequilibrio almeno parziale della densità complessiva della rete, nelle sue componenti tanto di trasmissione quanto di distribuzione, concorrendo così a migliorare anche la qualità del servizio di fornitura elettrica.

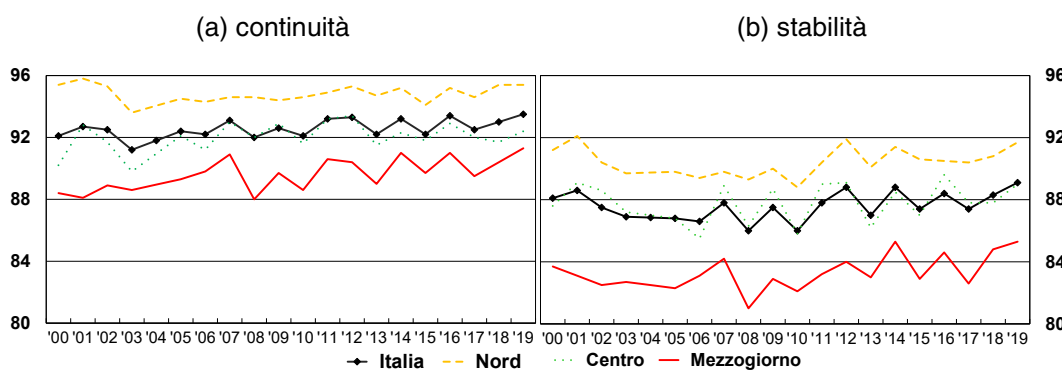
⁵⁵ Questo rischio è in parte mitigato dal parziale ancoraggio di questa voce tariffaria all'energia impegnata/prelevata, minore nel Mezzogiorno, e dal fatto che il costo dell'infrastrutturazione dei territori rurali è più elevato e quindi mediamente maggiore nelle regioni meridionali.

Figura 1 - Interruzioni per utente BT senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice – Totale Italia



Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

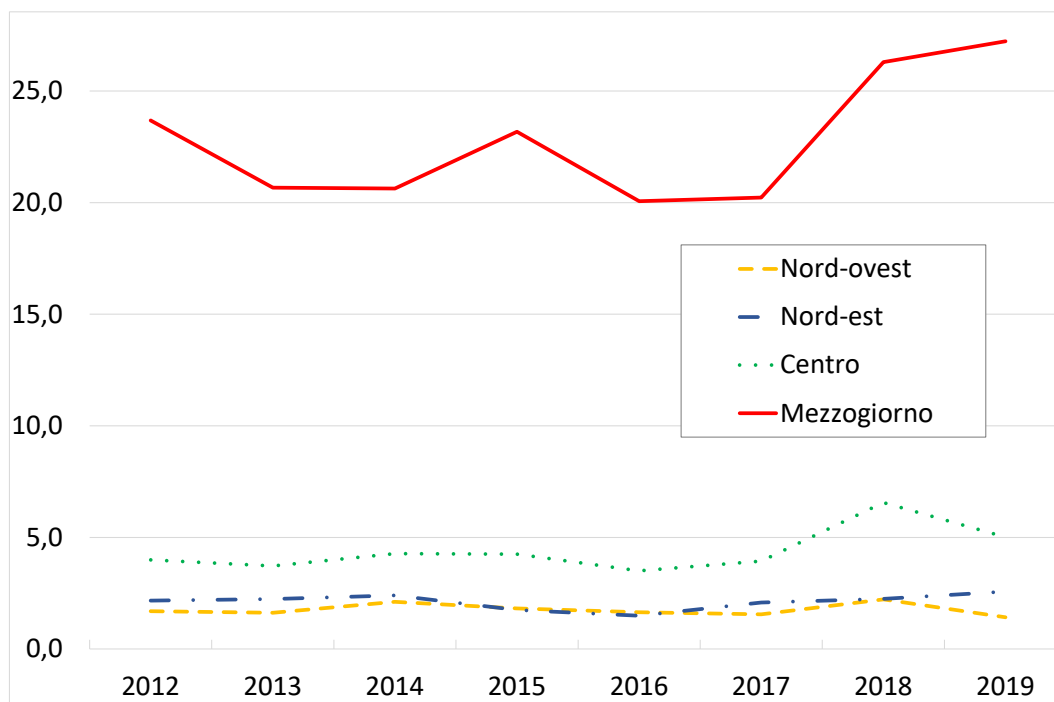
Figura 2 – Soddisfazione delle famiglie sulla continuità e stabilità del servizio di fornitura elettrica (quote percentuali)



Fonte: Istat, *Aspetti della vita quotidiana*

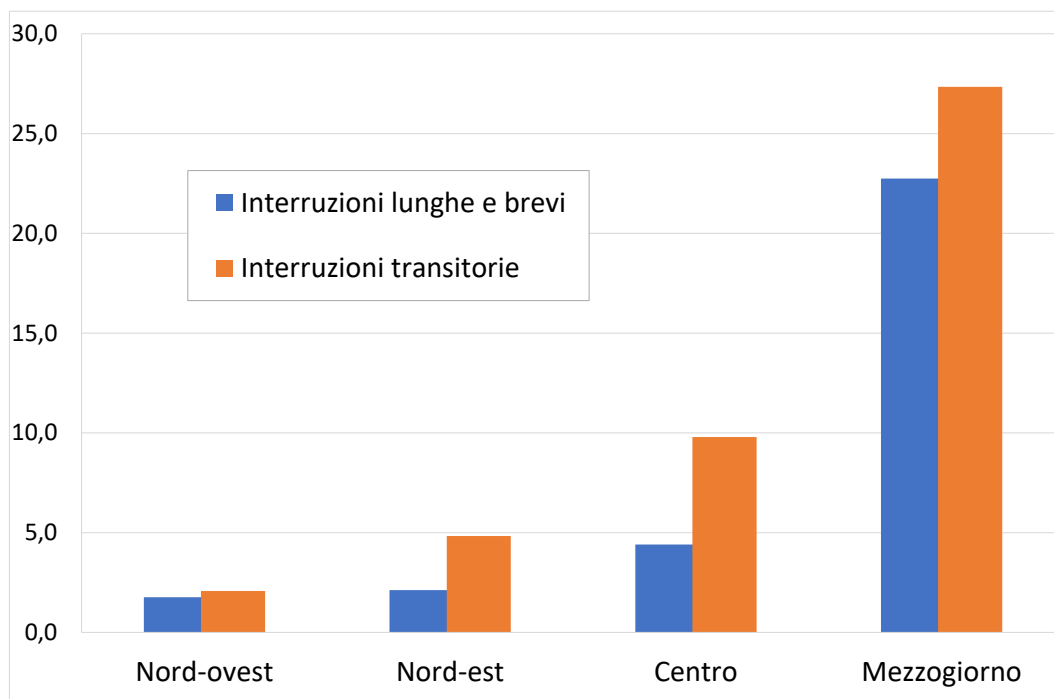
(1) Quote percentuali di famiglie con caratteristiche equiparate che si dichiarano molto o abbastanza soddisfatte del servizio.

Figura 3 - Utenti MT con interruzioni lunghe e brevi senza preavviso di responsabilità dell'impresa distributrice superiori agli standard dell'Autorità
(quote percentuali)



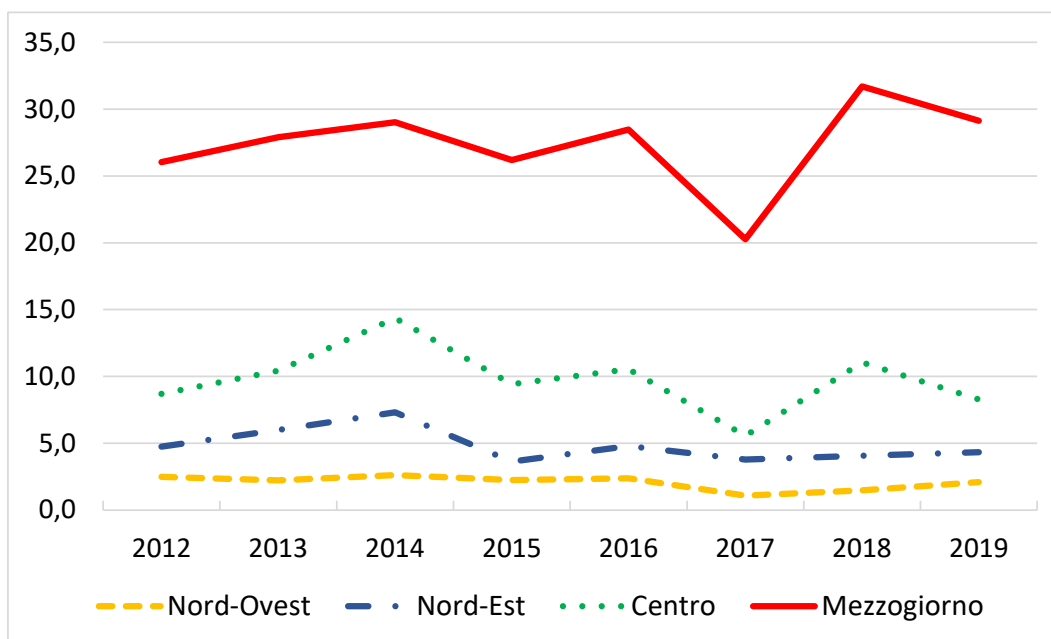
Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

Figura 4 - Utenti MT con interruzioni senza preavviso di responsabilità dell'impresa distributrice superiori agli standard dell'Autorità
(quote percentuali; media 2012-2019)



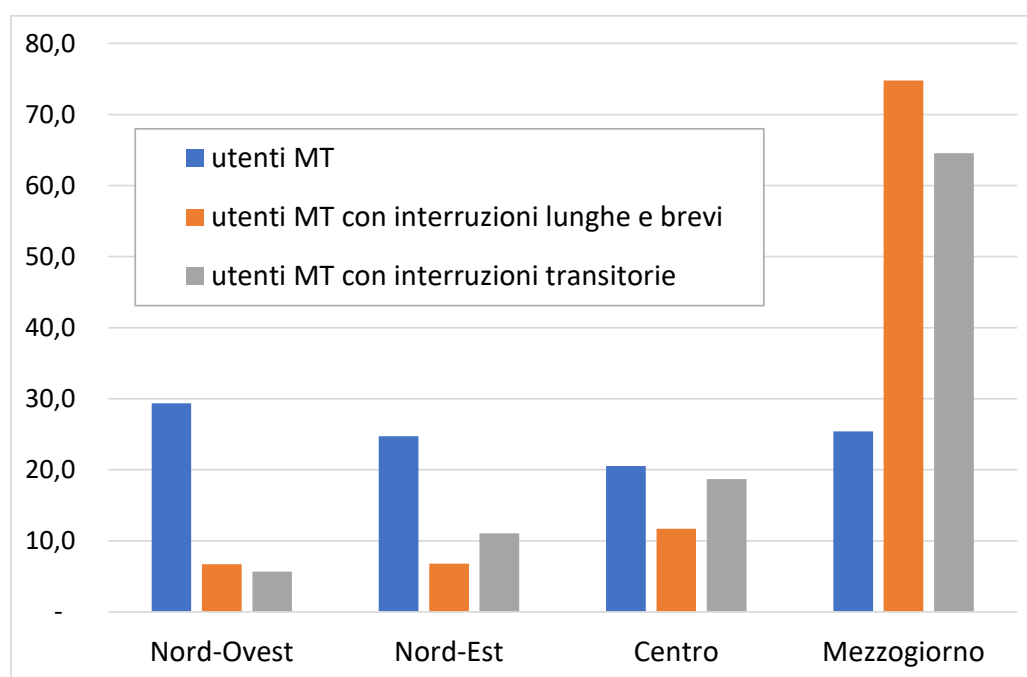
Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

Figura 5 - Utenti MT con interruzioni transitorie senza preavviso di responsabilità dell'impresa distributrice superiori agli standard dell'Autorità (quote percentuali)



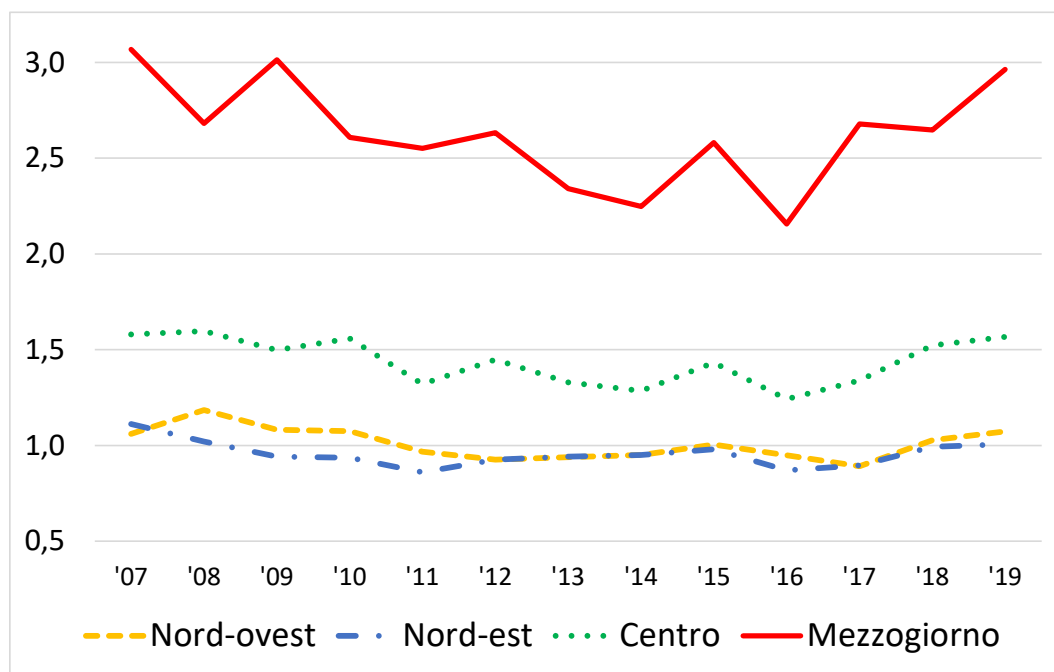
Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

Figura 6 - Quota sul totale Italia degli utenti MT con interruzioni senza preavviso di responsabilità dell'impresa distributrice superiori agli standard dell'Autorità (quote percentuali; somma 2012-2019)



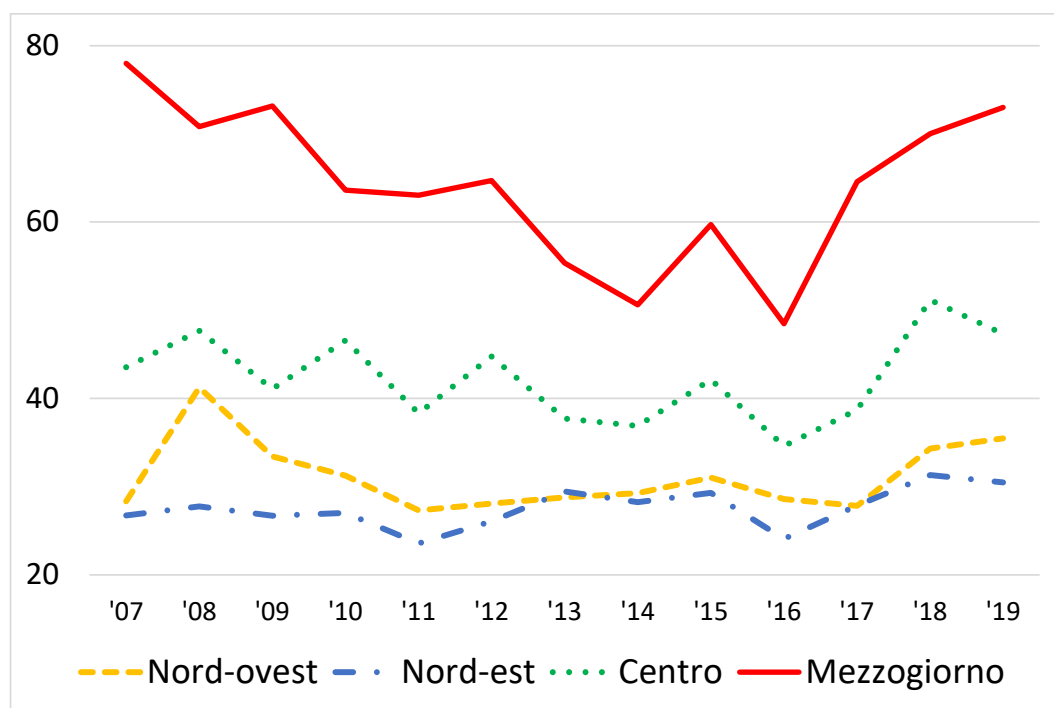
Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

Figura 7 - Interruzioni per utente BT senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice
(numero)



Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

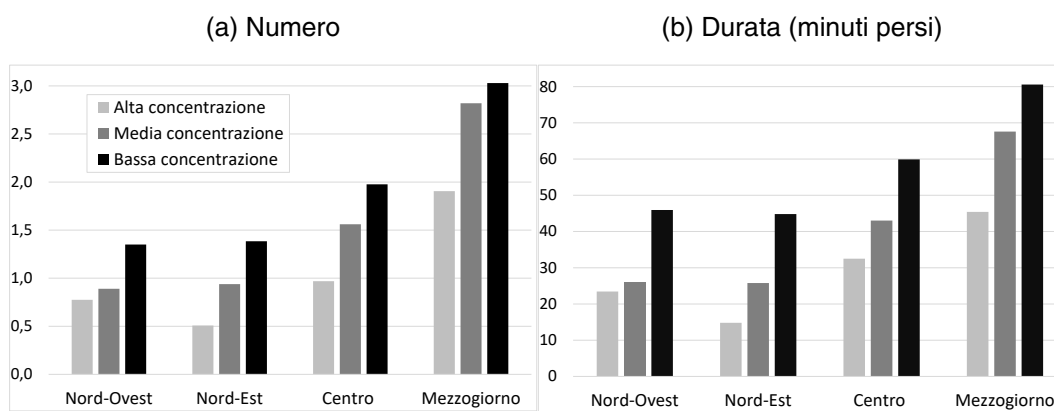
Figura 8 – Durata delle interruzioni per utente BT senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice
(minuti persi)



Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

Figura 9 – Interruzioni per utente BT senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice per ambito di concentrazione

(media 2007-2019)

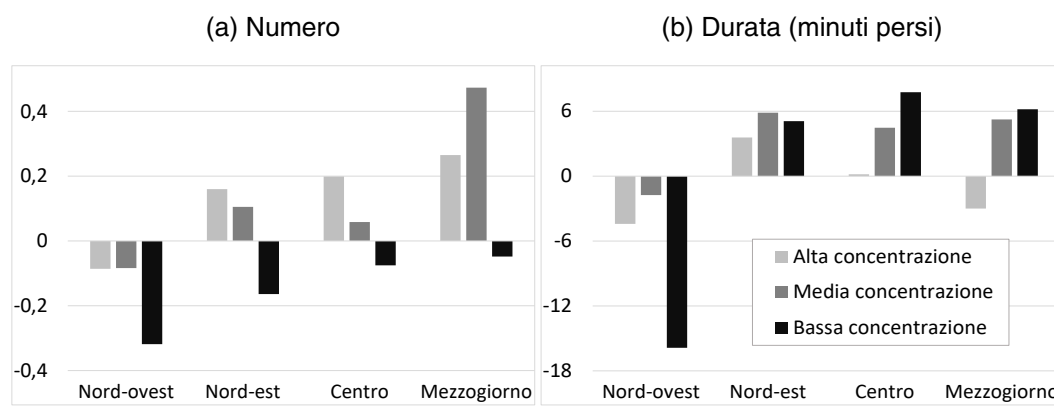


Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

(1) In base alla classificazione dell'ARERA, la concentrazione è considerata alta in comuni sopra i 50.000 abitanti, media in quelli fra 5.000 e 50.000 ab., e bassa al di sotto dei 5.000 ab.

Figura 10 – Interruzioni per utente BT senza preavviso lunghe di responsabilità di E-Distribuzione per ambito di concentrazione (1)

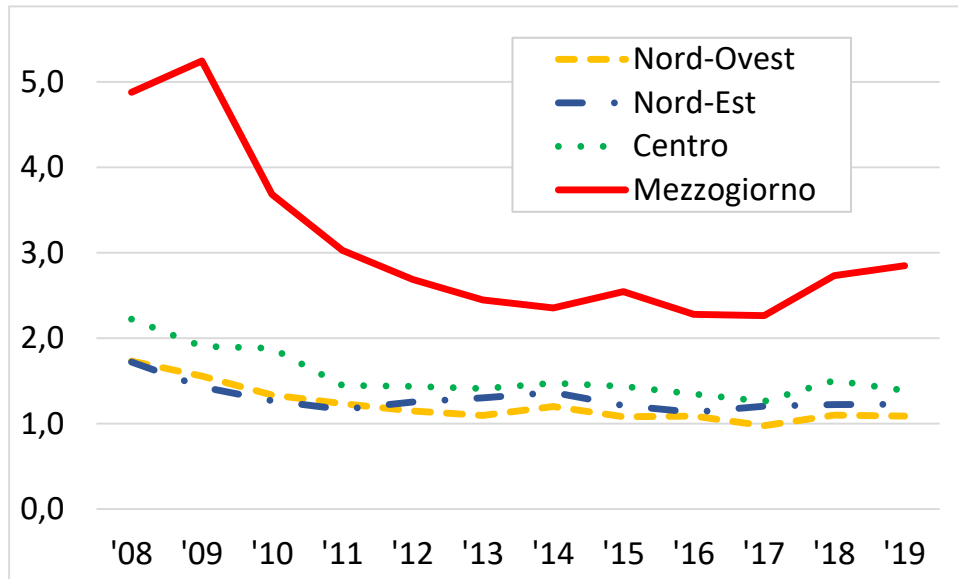
(variazioni 2008-2019)



Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

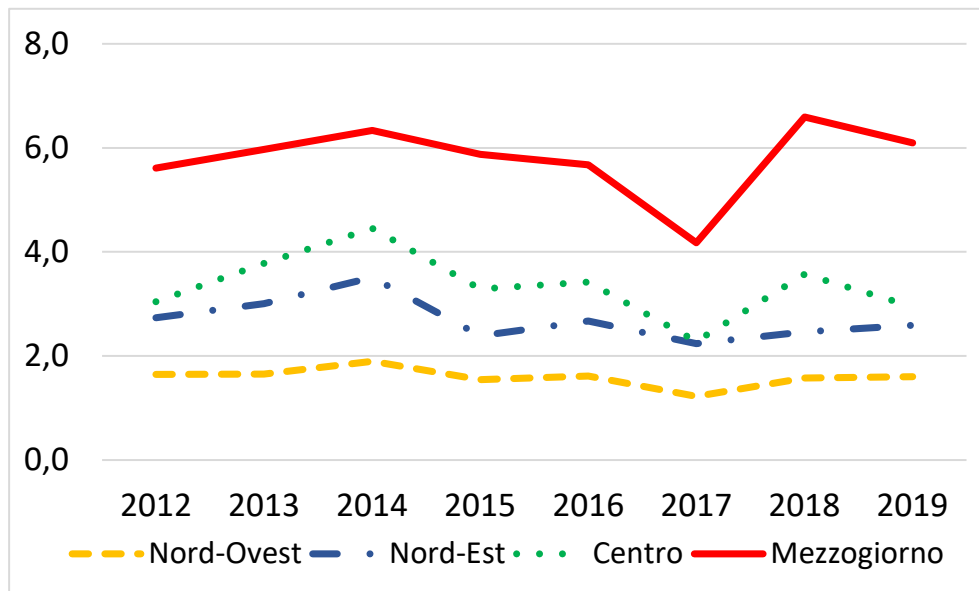
(1) In base alla classificazione dell'ARERA, la concentrazione è considerata alta in comuni sopra i 50.000 abitanti, media in quelli fra 5.000 e 50.000 ab., e bassa al di sotto dei 5.000 ab.

Figura 11 – Numero delle interruzioni per utente BT senza preavviso brevi di responsabilità dell'impresa distributrice



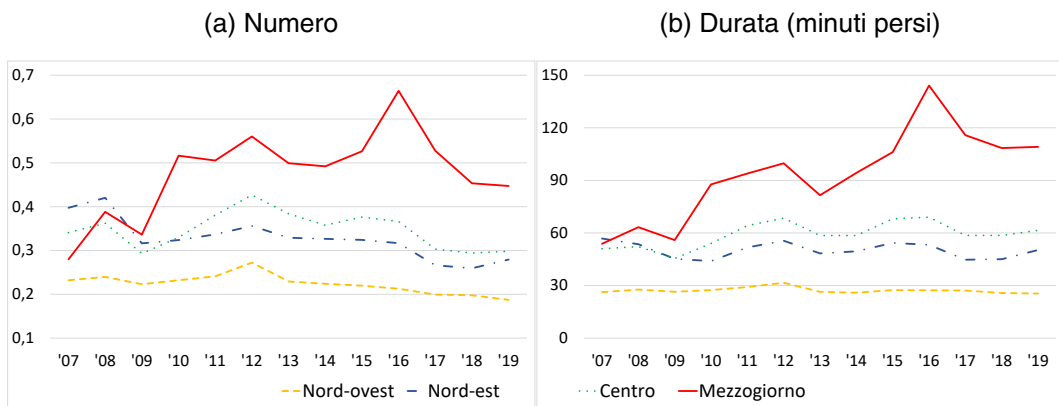
Fonte: elaborazioni su dati forniti da ARERA.

Figura 12 – Numero delle interruzioni per utente BT senza preavviso transitorie di responsabilità dell'impresa distributrice



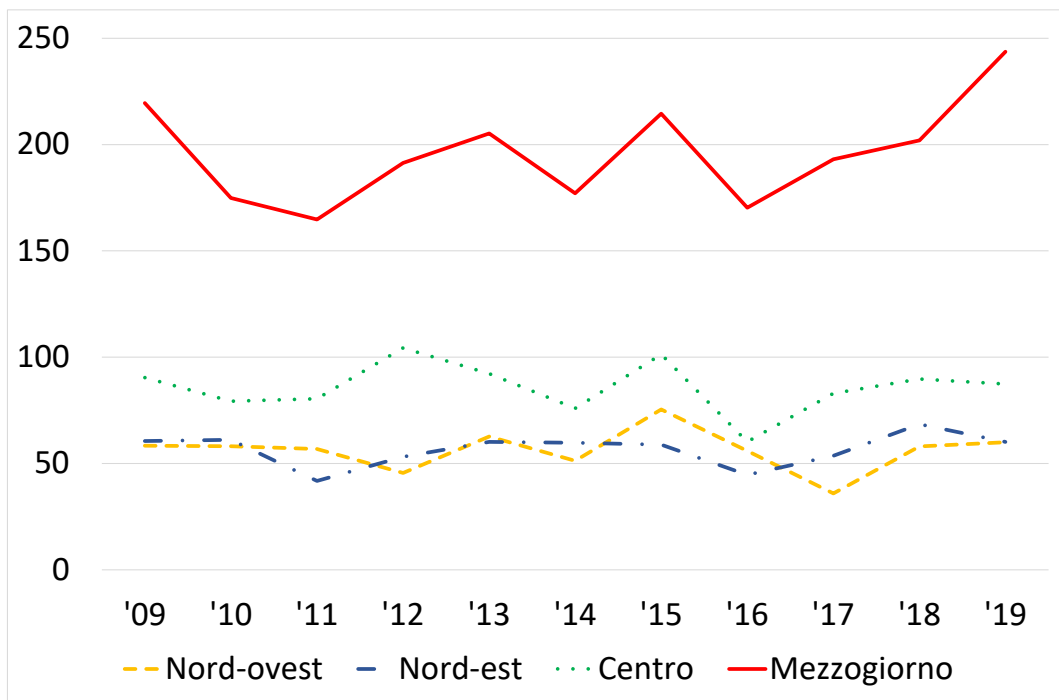
Fonte: elaborazioni su dati forniti da ARERA.

Figura 13 – Interruzioni per utente BT con preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice



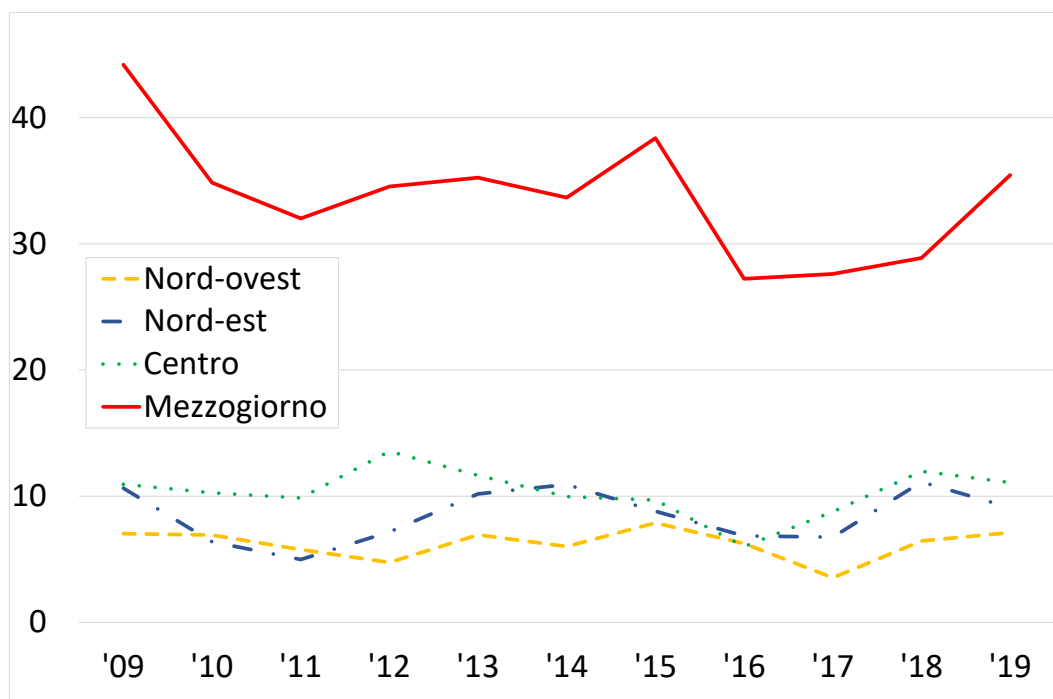
Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

Figura 14 – Numero medio di buchi di tensione per punto di misura equivalente



Fonte: elaborazioni su dati pubblici del sistema QuEEN (RSE).

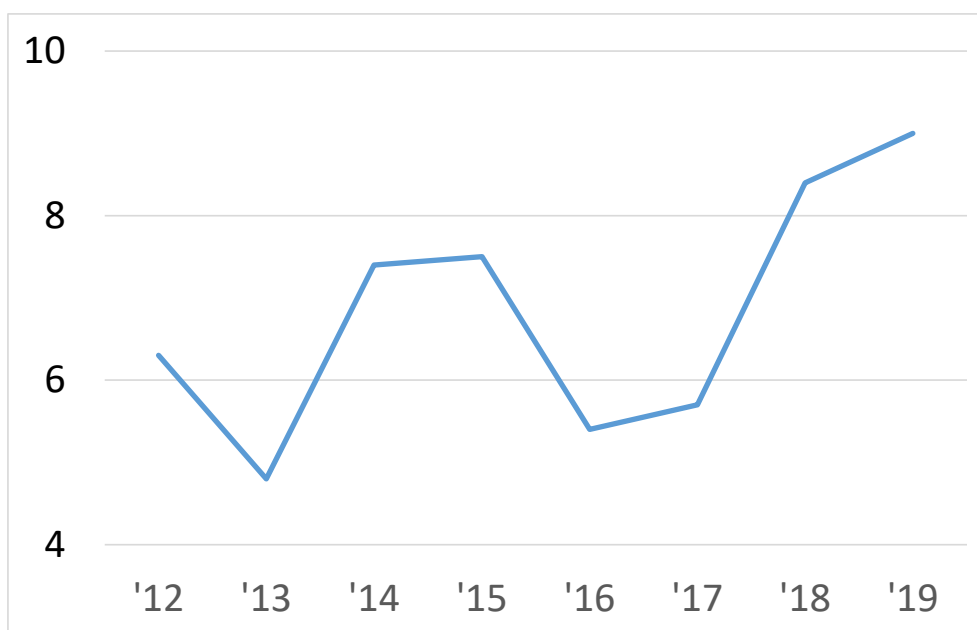
Figura 15 – Numero medio di buchi di tensione a severità elevata (1)



Fonte: elaborazioni su dati pubblici del sistema QuEEN (RSE).

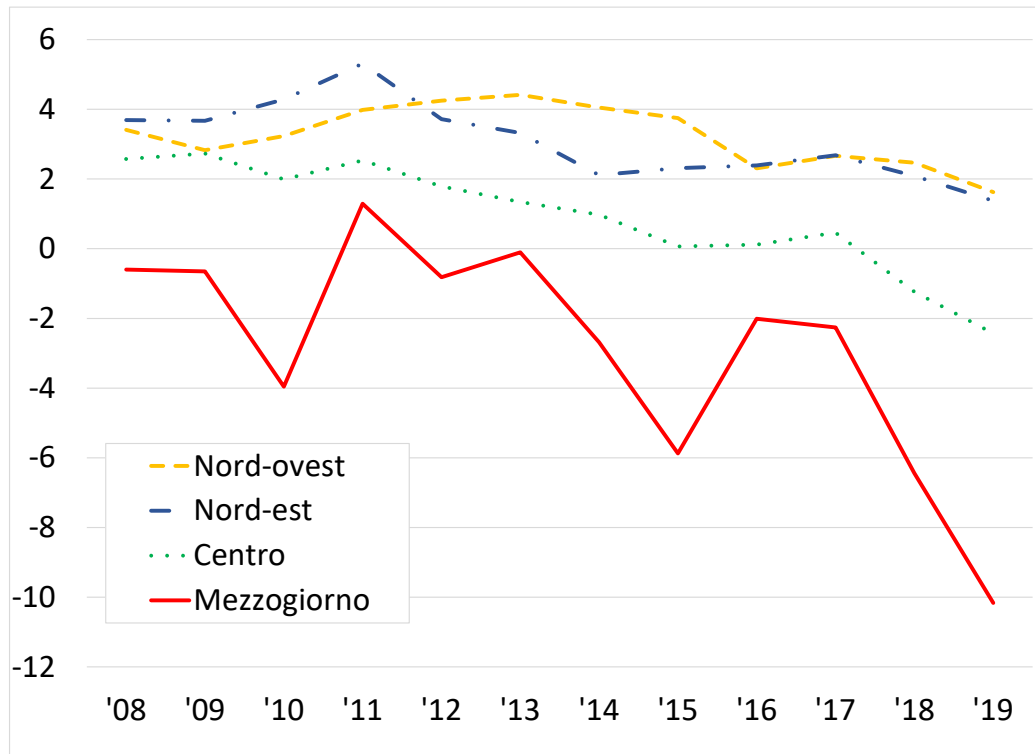
(1) Buchi di tensione con rapporto tensione residua/durata massima tale da danneggiare anche i macchinari più resistenti.

Figura 16 – Penalità alle imprese distributrici in Italia per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e brevi a utenti MT con impianti elettrici adeguati
(milioni di euro)



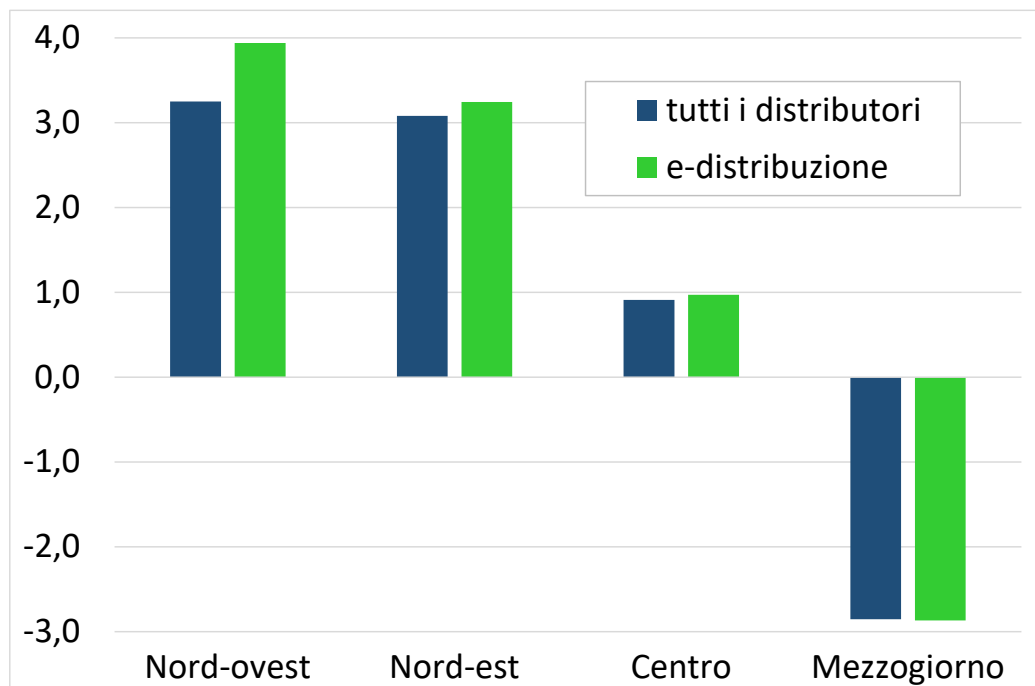
Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

Figura 17 – Premi netti per utente BT - tutti i distributori
(euro)



Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

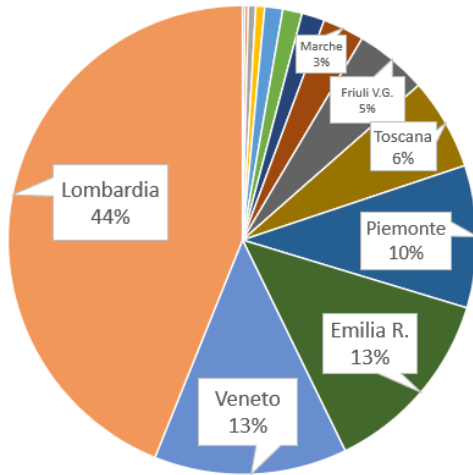
Figura 18 – Premi netti per utente BT
(euro; media 2008-2019)



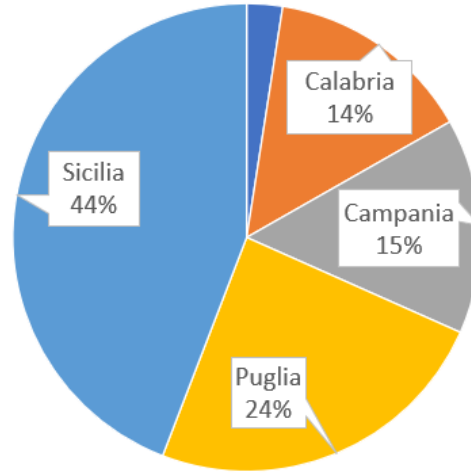
Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

Figura 19 – Premi/penalità netti a E-Distribuzione per regolazione incentivante BT
(valori percentuali; somma 2008-2019)

(a) quota su regioni con premi netti



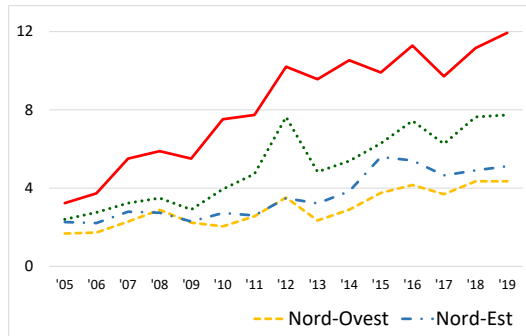
(b) quota su regioni con penalità nette



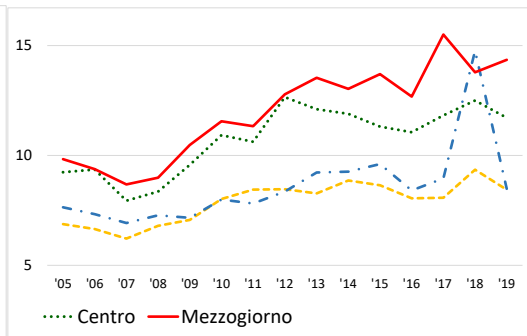
Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

Figura 20 – Spesa di E-Distribuzione per manutenzione
(euro per utente)

(a) Straordinaria

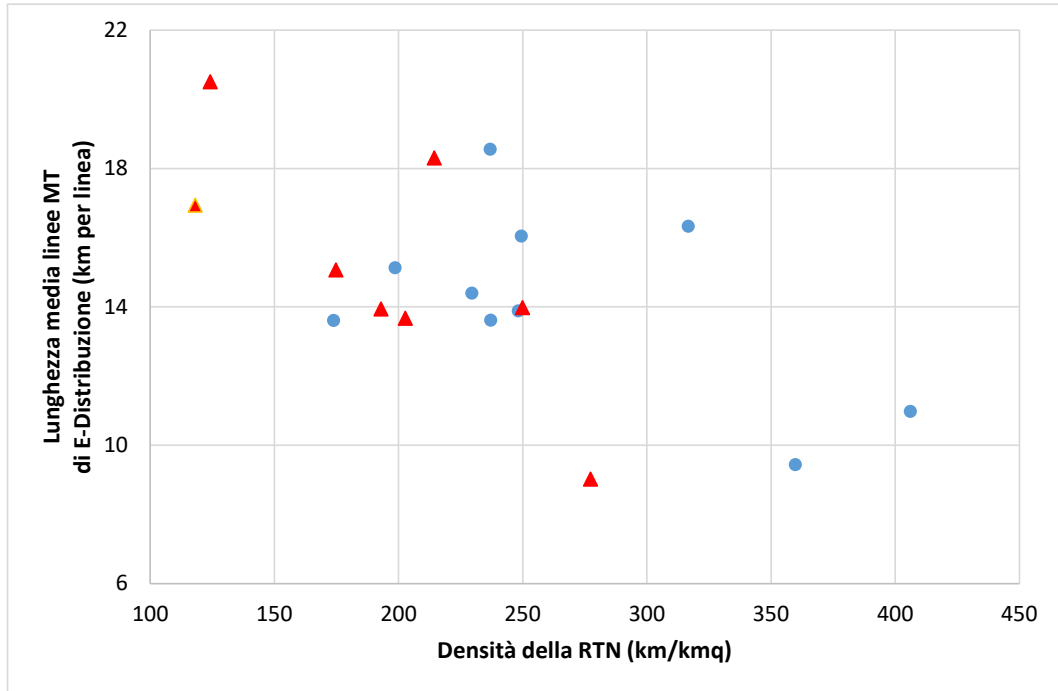


(b) Ordinaria



Fonte: elaborazioni su dati forniti da E-Distribuzione.

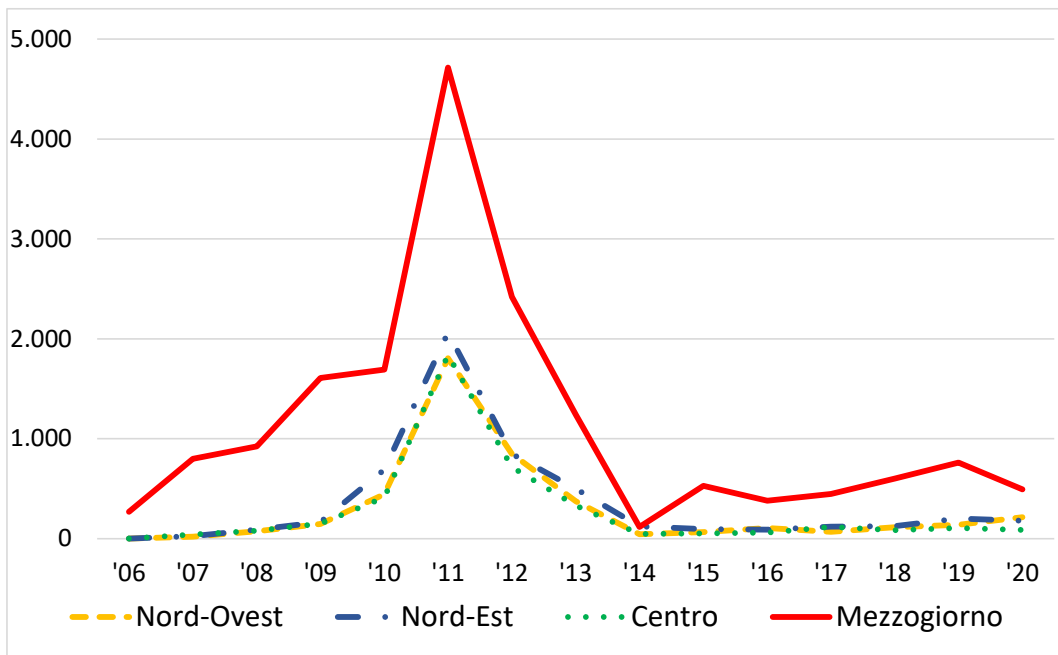
Figura 21 – Densità della RTN e lunghezza media delle linee MT di E-Distribuzione, per regione (1)



Fonte: elaborazioni su dati forniti da Terna e da E-Distribuzione.

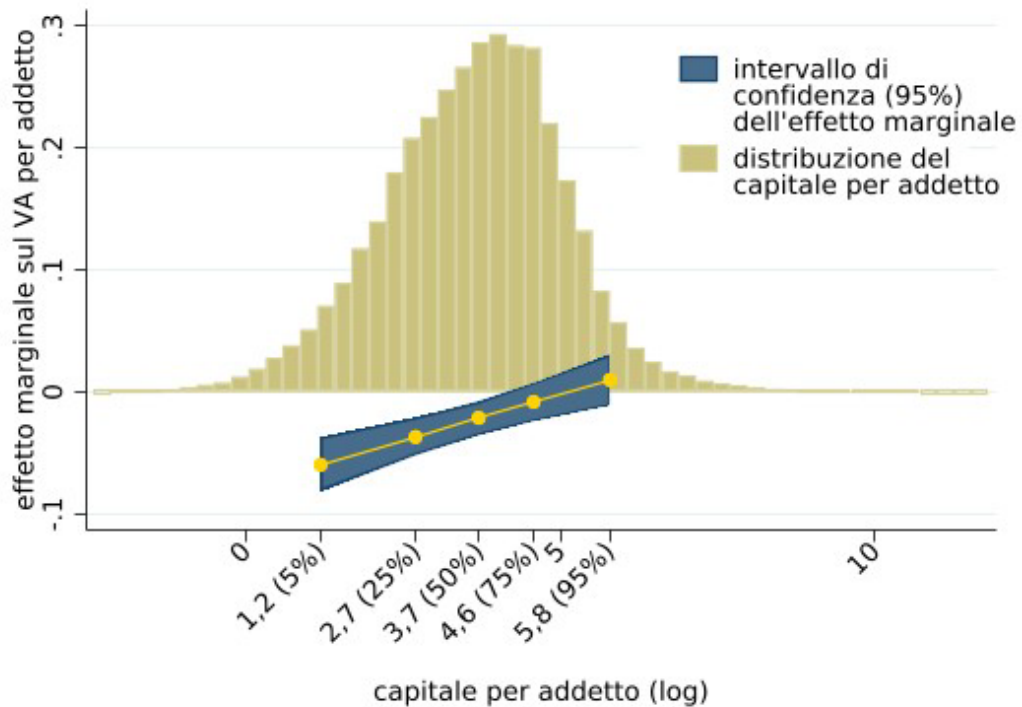
(1) In tondo azzurro i valori delle regioni del Centro-Nord, in triangolo rosso i valori di quelle del Mezzogiorno.

Figura 22 – Capacità installata in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (MW)



Fonte: elaborazioni su dati pubblici di Terna.

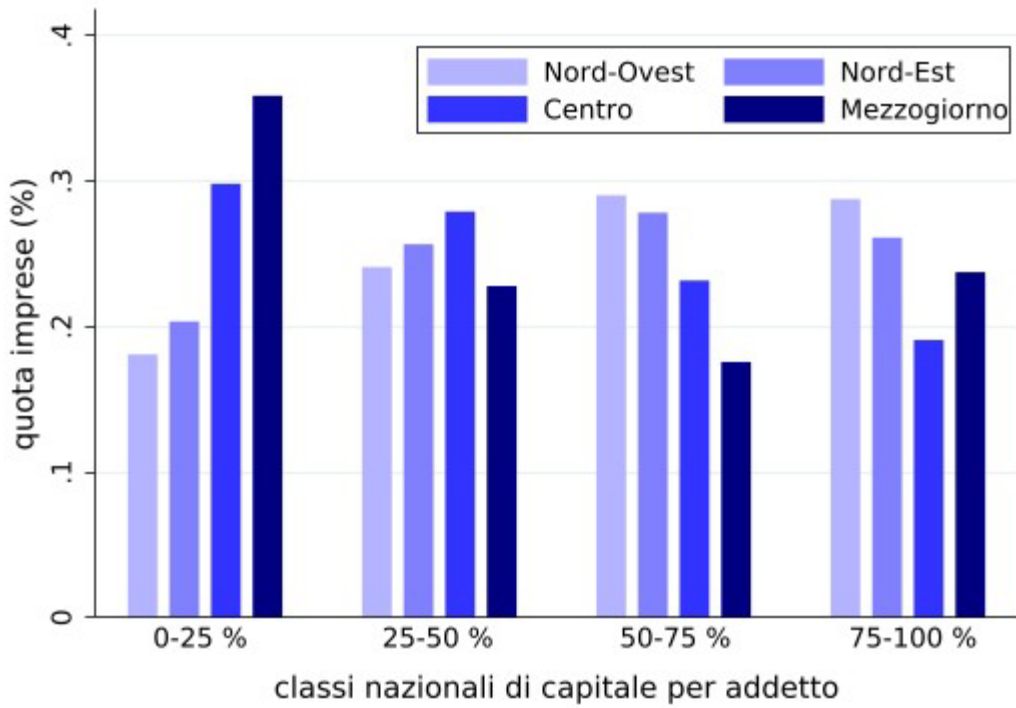
Figura 23 – Manifattura - Effetto di un'interruzione elettrica lunga senza preavviso di responsabilità del distributore sul valore aggiunto per addetto, per intensità di capitale delle imprese (1)



Fonte: Nostre stime (vedi testo per dati e metodologia).

(1) Per il sottoinsieme con codice Ateco 2007 incluso fra 5 e 39 del campione di imprese considerato nel paragrafo 8, la figura riporta la stima (in giallo) e l'intervallo di confidenza al 95% (in blu) dell'effetto marginale sul valore aggiunto per addetto di un aumento unitario del numero medio per utente di interruzioni lunghe senza preavviso di responsabilità del distributore. L'effetto è stimato in dipendenza dei valori del (log) capitale per addetto, la cui distribuzione (media sugli anni per ciascuna impresa) è rappresentata in beige. I pallini gialli indicano le stime puntuali al 5°, 25°, 50°, 75° e 95° percentile della distribuzione del (log) capitale per addetto.

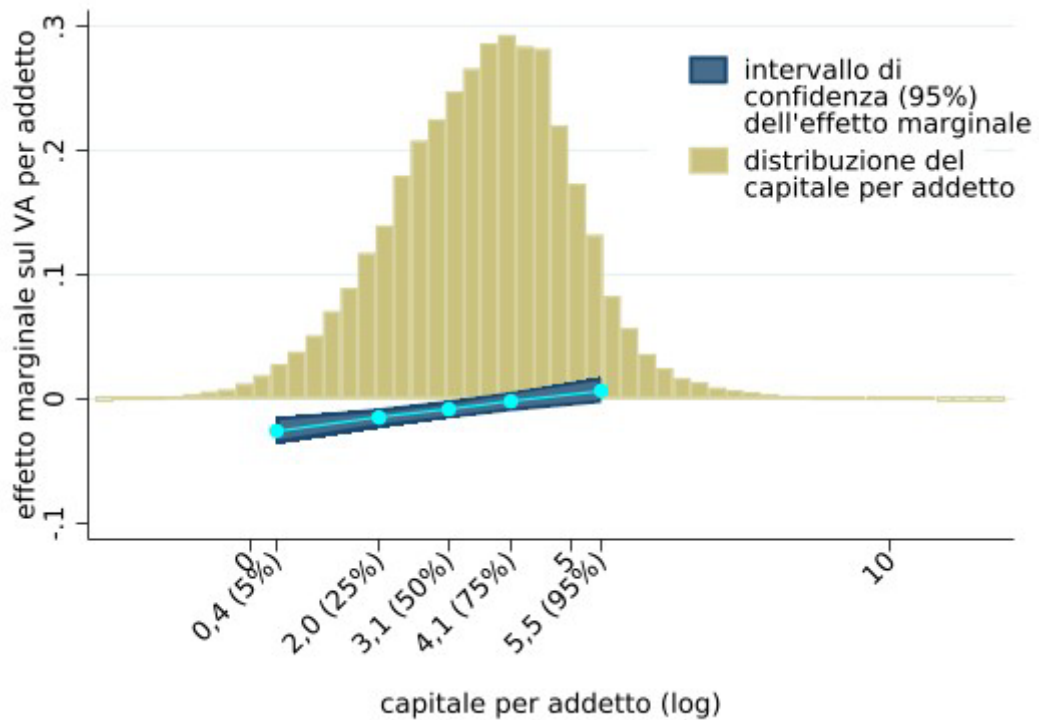
Figura 24 – Manifattura - Quota di imprese di ciascuna macroarea per classi nazionali di capitale per addetto (1)



Fonte: Campione basato su dati Cerved/Centrale dei bilanci, Istat, INPS.

(1) Per il sottoinsieme con codice Ateco 2007 incluso fra 5 e 39 del campione di imprese considerato nel paragrafo 8, quota sul totale di ciascuna macroarea delle imprese nei quartili della distribuzione nazionale del capitale per addetto.

Figura 25 – Servizi - Effetto di un'interruzione elettrica lunga senza preavviso di responsabilità del distributore sul valore aggiunto per addetto, per intensità di capitale delle imprese (1)



Fonte: Nostre stime (vedi testo per dati e metodologia).

(1) Per il sottoinsieme con codice Ateco 2007 incluso fra 45 e 99 del campione di imprese considerato nel paragrafo 8, la figura riporta la stima (in celeste) e l'intervallo di confidenza al 95% (in blu) dell'effetto marginale sul valore aggiunto per addetto di un aumento unitario del numero medio per utente di interruzioni lunghe senza preavviso di responsabilità del distributore. L'effetto è stimato in dipendenza dei valori del (log) capitale per addetto, la cui distribuzione (media sugli anni per ciascuna impresa) è rappresentata in beige. I pallini gialli indicano le stime puntuali al 5°, 25°, 50°, 75° e 95° percentile della distribuzione del (log) capitale per addetto.

Tavola 1 - Potenza installata, produzione e consumi di energia elettrica (1)

	Potenza efficiente lorda installata per superficie	Produzione di energia elettrica per superficie	Consumi / Produzione (1)	Consumi non domestici per superficie	Consumi non domestici per punto di prelievo
	<i>kW / kmq</i>	<i>GWh / kmq</i>	<i>quota percentuale</i>	<i>MWh / kmq</i>	<i>MWh / unità</i>
Piemonte	409,8	1,2	78,9	623,8	28,2
Valle d'Aosta	319,2	1,0	30,3	235,2	28,4
Lombardia	836,7	2,0	137,4	2.152,6	47,7
Trentino A.A.	303,2	0,9	56,2	368,6	30,4
Veneto	352,9	0,8	200,0	1.231,6	38,6
Friuli V.G.	344,8	1,1	111,0	967,4	51,5
Liguria	324,3	0,7	159,3	822,4	17,5
Emilia R.	417,4	1,1	116,6	887,2	32,6
Toscana	198,7	0,7	113,9	597,8	25,9
Umbria	205,9	0,4	142,9	553,2	40,4
Marche	204,7	0,2	298,9	539,5	24,5
Lazio	447,4	0,8	151,3	852,6	22,6
Abruzzo	327,2	0,6	99,2	391,4	26,3
Molise	392,3	0,8	39,1	234,1	26,8
Campania	463,7	0,9	140,9	823,4	20,0
Puglia	676,5	1,5	57,7	439,4	17,0
Basilicata	199,2	0,4	70,0	179,6	24,4
Calabria	404,2	1,2	27,4	205,7	13,9
Sicilia	375,3	0,6	106,7	370,2	17,3
Sardegna	198,3	0,5	66,9	197,4	23,5
Nord-Ovest	572,6	1,5	113,8	1.113,3	47,1
Nord-Est	364,2	1,0	125,1	1.016,6	33,0
Centro	274,5	0,6	142,5	414,9	25,7
Mezzogiorno	383,8	0,8	73,1	470,8	19,3
Italia	394,9	0,9	105,2	695,9	29,0

Fonte: elaborazione su dati pubblici di Terna e, per i consumi non domestici e i relativi punti di prelievo, di Arera; per le superfici, Istat.

(1) A fini di coerenza con il periodo considerato nel resto dell'analisi, si considerano i valori al 2019. La categoria di produzione utilizzata è quella della produzione destinata al consumo. I volumi di consumo sono al lordo delle importazioni e al netto dei consumi di FS per trazione.

Tavola 2 - Utenze di energia elettrica in Media e Bassa Tensione al 31 dicembre 2019

	Media Tensione				Bassa Tensione		
	utenti (1)	impianti non adeguati (2)	utenti / kmq	quota utenti su Italia (%)	utenti (x1.000)	utenti / kmq	quota utenti su Italia (%)
Piemonte	8.526	29,9	33,6	8,7	2.855	11.245	7,8
Valle d'Aosta	389	28,5	11,9	0,4	136	4.164	0,4
Lombardia	18.622	25,2	78,0	18,9	5.921	24.812	16,2
Liguria	1.645	42,8	30,4	1,7	1.274	23.528	3,5
Trentino A.A.	2.043	19,6	15,0	2,1	713	5.239	1,9
Veneto	10.371	27,6	56,5	10,5	2.897	15.794	7,9
Friuli V.G.	2.306	26,2	29,1	2,3	794	10.004	2,2
Emilia R.	10.081	27,7	44,9	10,2	2.848	12.691	7,8
Toscana	7.928	34,7	34,5	8,0	2.413	10.495	6,6
Umbria	1.865	26,7	22,0	1,9	535	6.325	1,5
Marche	4.190	23,4	44,6	4,3	947	10.072	2,6
Lazio	6.005	50,5	34,8	6,1	3.422	19.861	9,3
Abruzzo	2.515	35,0	23,2	2,6	873	8.060	2,4
Molise	475	30,1	10,6	0,5	209	4.683	0,6
Campania	5.679	44,5	41,5	5,8	2.811	20.561	7,7
Puglia	5.322	29,5	27,2	5,4	2.405	12.306	6,6
Basilicata	1.279	31,0	12,7	1,3	353	3.505	1,0
Calabria	2.022	44,0	13,3	2,1	1.240	8.147	3,4
Sicilia	5.195	43,2	20,1	5,3	2.937	11.368	8,0
Sardegna	2.077	39,1	8,6	2,1	1.078	4.472	2,9
Nord-Ovest	29.182	27,7	50,4	29,6	10.186	17.584	27,8
Nord-Est	24.801	26,8	39,8	25,2	7.252	11.636	19,8
Centro	19.988	36,3	34,4	20,3	7.317	12.597	20,0
Mezzogiorno	24.564	38,5	19,9	24,9	11.905	9.622	32,5
Italia	98.535	31,9	32,6	100,0	36.660	12.136	100,0

Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

(1) Esclusi gli utenti MT con consegna su palo con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW, gli utenti MT alimentati tramite cabina in elevazione con consegna agli amari con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW, i punti di consegna di emergenza (nella media nazionale, circa il 10 per cento degli utenti MT).

(2) Quota percentuale su tutti gli utenti MT. Al fine di contribuire alla stabilità dell'intero sistema elettrico nazionale, l'Autorità ha definito standard tecnici di adeguatezza all'approvvigionamento degli impianti MT. Tutti gli impianti connessi dopo il 16 novembre 2006 rispettano questi standard minimi, a meno della verifica di modifiche realizzate successivamente (delibere ARG/elt 198/11 e ARG/elt 33/08). L'Autorità incentiva l'adeguamento agli standard attraverso un sistema di indennizzi e penalità.

Tavola 3 - Quote percentuali di utenti serviti da e-distribuzione e numero di distributori per regione

	Utenti MT			Utenti BT			N. Distributori
	2012	2019	media 2012-19	2007	2019	media 2007-19	2019
Piemonte	89,5	90,3	90,4	79,3	79,2	79,3	9
Valle d'Aosta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2
Lombardia	84,5	84,8	84,8	78,8	78,1	78,2	11
Liguria	98,9	100,0	99,9	97,9	97,7	97,7	2
Trentino A.A.	0,0	0,0	0,0	16,4	0,0	4,3	59
Veneto	94,0	94,3	94,1	91,8	91,7	91,8	3
Friuli V.G.	88,6	88,4	88,6	81,1	78,0	78,3	5
Emilia R.	87,1	87,7	87,7	86,5	86,4	86,5	3
Toscana	100,0	100,0	100,0	100,0	99,9	99,9	2
Umbria	89,4	90,0	89,9	88,1	88,0	88,1	2
Marche	91,0	91,0	91,8	100,0	94,1	94,6	7
Lazio	51,7	52,6	52,7	52,5	52,0	52,4	6
Abruzzo	97,6	97,8	97,7	98,0	97,7	97,8	7
Molise	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	1
Campania	100,0	100,0	100,0	99,4	99,6	99,4	5
Puglia	97,5	97,9	97,8	98,7	98,6	98,7	3
Basilicata	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	1
Calabria	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	1
Sicilia	100,0	100,0	100,0	100,0	99,0	99,1	11
Sardegna	100,0	100,0	100,0	100,0	99,7	99,7	3
Nord-Ovest	85,9	86,2	86,2	80,5	79,8	80,0	22
Nord-Est	83,9	83,3	83,8	82,6	79,1	79,9	66
Centro	82,5	82,9	83,1	76,9	75,9	76,2	14
Mezzogiorno	99,2	99,3	99,3	99,5	99,2	99,2	25
Italia	88,1	88,1	88,3	86,5	85,2	85,5	126

Fonte: elaborazioni su dati pubblici ARERA.

Tavola 4 - Rapporto di origine MT/BT delle interruzioni lunghe su BT di responsabilità dell'impresa distributrice (1)

	Numero				Durata cumulata			
	2016	2017	2018	2019	2016	2017	2018	2019
Piemonte	8,8	8,7	7,9	7,3	2,5	2,5	2,0	2,0
Valle d'Aosta	3,2	4,7	8,1	4,9	0,8	1,1	2,7	1,3
Lombardia	6,3	5,7	5,0	5,5	1,9	1,8	1,3	1,7
Liguria	5,7	5,2	4,9	5,2	1,5	1,5	1,2	1,2
Trentino A.A.	8,9	7,2	7,9	7,5	2,1	2,4	1,9	2,0
Veneto	8,1	7,9	7,7	8,1	2,1	2,2	1,6	2,2
Friuli V.G.	8,3	8,2	7,5	8,5	2,4	2,4	1,7	2,0
Emilia R.	8,6	8,1	8,4	8,1	2,4	2,4	2,2	2,0
Toscana	3,8	4,3	4,4	4,4	1,0	1,1	1,0	1,1
Umbria	5,1	5,5	5,3	4,9	1,5	1,7	1,6	1,4
Marche	5,1	5,6	5,4	6,0	1,6	1,6	1,3	1,4
Lazio	4,8	5,9	5,2	5,2	1,0	1,3	1,1	1,1
Abruzzo	6,3	6,3	5,8	5,4	2,0	2,1	2,1	1,6
Molise	4,5	4,2	5,1	3,9	1,2	1,0	1,3	1,0
Campania	4,0	5,0	4,3	4,9	1,0	1,4	0,9	1,2
Puglia	7,1	8,8	7,9	8,3	2,0	2,7	1,9	1,7
Basilicata	4,4	5,5	4,2	5,2	1,3	1,5	1,4	1,2
Calabria	6,7	7,7	6,7	7,7	1,9	2,1	1,6	1,7
Sicilia	9,3	10,2	8,9	9,3	2,2	2,7	1,6	1,7
Sardegna	4,9	5,1	5,2	5,7	1,3	1,3	1,2	1,4
Nord-Ovest	6,8	6,4	5,8	5,9	2,0	1,9	1,5	1,7
Nord-Est	8,4	8,0	8,0	8,1	2,2	2,3	1,8	2,1
Centro	4,5	5,3	5,0	5,0	1,1	1,3	1,1	1,1
Mezzogiorno	6,1	7,2	6,4	6,9	1,6	2,1	1,4	1,5
Italia	6,1	6,8	6,1	6,4	1,6	1,9	1,4	1,5

Fonte: Elaborazioni su dati forniti da Arera.

(1) Con riferimento alle interruzioni lunghe per utente BT manifeste su BT, la tavola mostra il rapporto tra quelle originate su MT e quelle originate su BT.

Tavola 5 - Livelli obiettivo per le interruzioni per utente BT senza preavviso originate su MT e BT di responsabilità dell'impresa distributrice

Indicatore	Grado di concentrazione dell'ambito territoriale (1)	Ciclo regolatorio (2)				
		2000-03	2004-07	2008-11	2012-15	2016-23
Durata media annua delle interruzioni lunghe	Alta	30 min	25 min	25 (28) min	25 (28) min	25 (28) min
	Media	45 min	40 min	40 (45) min	40 (45) min	40 (45) min
	Bassa	60 min	60 min	60 (68) min	60 (68) min	60 (68) min
Numero medio annuo delle interruzioni lunghe e brevi	Alta	-	-	1 (1,20)	1 (1,20)	1 (1,20)
	Media	-	-	2 (2,25)	2 (2,25)	2 (2,25)
	Bassa	-	-	4 (4,30)	4 (4,30)	4 (4,30)

Fonte: Arera.

(1) La concentrazione è considerata alta negli ambiti territoriali formati da comuni oltre i 50.000 abitanti, media in quelli formati da comuni fra 50.000 e 5.000, bassa in quelli formati da comuni sotto i 5.000.

(2) I livelli in parentesi si riferiscono alle imprese distributrici aderenti allo speciale programma di miglioramento della qualità complessiva della fornitura che innalza i valori obiettivo ma include le interruzioni riconducibili a cause esterne rispetto alla responsabilità dell'impresa distributrice (art. 24 del Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica - 2016-2023 dell'Arera). Per la durata tale programma esisteva già dal 2004, basato su una formula anziché un valore.

Tavola 6 - Quote di utenti MT che hanno subito interruzioni lunghe e brevi superiori agli standard dell'Autorità (1)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	media 2012-19
Piemonte	3,3	3,0	3,5	3,8	3,7	3,5	4,6	1,9	3,4
Valle d'Aosta	0,0	0,9	0,0	1,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,4
Lombardia	0,6	0,5	0,8	0,6	0,5	0,7	0,9	1,0	0,7
Liguria	5,3	6,5	10,0	4,7	3,6	1,9	4,4	4,2	5,1
Trentino A.A.	4,0	4,3	0,7	2,1	1,0	1,6	1,2	9,0	3,0
Veneto	2,3	2,6	3,3	1,6	1,4	1,9	2,2	1,3	2,1
Friuli V.G.	0,9	0,6	2,4	1,3	1,0	3,1	1,9	1,9	1,6
Emilia R.	2,0	1,9	1,8	1,9	1,8	2,1	2,6	2,7	2,1
Toscana	2,7	1,7	2,5	2,2	2,2	2,7	3,9	4,2	2,8
Umbria	1,2	4,1	4,2	1,2	1,7	1,2	3,4	3,2	2,5
Marche	4,7	2,4	2,1	3,7	2,8	4,0	5,1	2,6	3,4
Lazio	6,0	7,2	8,0	8,2	6,3	6,5	12,2	8,3	7,8
Abruzzo	6,1	5,3	10,0	11,9	11,8	15,5	9,6	6,5	9,6
Molise	3,1	0,8	0,0	3,1	1,3	2,7	3,5	4,4	2,4
Campania	15,6	13,4	11,6	13,4	10,6	11,9	18,0	20,4	14,4
Puglia	31,0	27,6	31,2	33,6	33,0	33,7	39,4	42,3	34,0
Basilicata	5,3	4,4	6,0	9,0	5,8	7,3	12,5	11,6	7,7
Calabria	28,1	23,1	19,1	24,1	18,1	15,9	18,5	18,4	20,7
Sicilia	41,6	36,5	34,2	39,0	30,6	29,0	41,0	41,2	36,6
Sardegna	9,9	11,6	11,2	8,6	10,8	7,9	19,4	20,9	12,5
Nord-Ovest	1,7	1,6	2,1	1,8	1,6	1,6	2,2	1,4	1,8
Nord-Est	2,2	2,2	2,4	1,7	1,5	2,1	2,2	2,6	2,1
Centro	4,0	3,7	4,3	4,3	3,5	3,9	6,6	5,0	4,4
Mezzogiorno	23,7	20,7	20,6	23,2	20,1	20,2	26,3	27,2	22,7
Italia	7,9	7,1	7,4	7,8	6,6	6,9	9,2	8,9	7,7

Fonte: elaborazioni su dati pubblici Arera.

(1) Solo interruzioni di responsabilità dell'impresa distributrice. Valori percentuali.

Tavola 7 - Quote di utenti MT che hanno subito interruzioni transitorie superiori agli standard dell'Autorità (1)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	media 2012-2019
Piemonte	6,1	4,7	5,2	5,5	6,1	2,6	3,3	4,5	4,8
Valle d'Aosta	0,3	0,0	0,0	0,0	1,9	1,1	2,1	2,1	0,9
Lombardia	0,5	0,6	1,0	0,5	0,6	0,4	0,5	0,8	0,6
Liguria	5,3	6,6	7,2	4,3	3,4	0,9	2,3	4,4	4,3
Trentino A.A.	2,4	3,3	0,0	1,4	0,8	0,4	0,3	0,5	1,1
Veneto	5,8	7,3	11,3	4,9	5,8	4,1	5,7	5,0	6,2
Friuli V.G.	3,5	7,0	9,0	4,0	7,1	6,7	6,6	10,9	6,9
Emilia R.	4,3	4,9	4,2	2,6	4,0	3,4	2,5	2,9	3,6
Toscana	2,8	4,4	7,7	3,8	4,7	3,2	5,0	3,7	4,4
Umbria	13,3	19,7	20,7	8,6	14,7	4,8	9,7	15,4	13,4
Marche	15,2	12,7	18,3	15,3	14,6	6,7	13,8	8,7	13,2
Lazio	10,6	14,1	18,6	13,0	14,2	8,1	17,7	11,8	13,5
Abruzzo	21,1	31,8	37,3	27,2	35,0	23,5	36,4	23,0	29,4
Molise	4,9	10,2	5,3	5,1	6,7	4,6	12,8	9,9	7,4
Campania	13,8	16,3	15,5	11,6	14,0	8,6	14,7	14,1	13,6
Puglia	35,9	34,7	39,0	36,5	38,9	32,7	44,7	45,0	38,4
Basilicata	14,5	16,7	20,9	18,0	32,7	16,2	26,0	26,0	21,4
Calabria	25,1	26,4	23,1	24,0	22,7	11,8	25,4	22,2	22,6
Sicilia	42,1	42,3	44,3	43,2	40,5	30,1	44,6	40,0	40,9
Sardegna	8,5	11,3	7,5	6,9	10,9	5,6	21,1	23,1	11,9
Nord-Ovest	2,5	2,2	2,6	2,2	2,4	1,1	1,5	2,1	2,1
Nord-Est	4,8	6,0	7,3	3,6	4,8	3,8	4,1	4,3	4,8
Centro	8,7	10,4	14,4	9,4	10,5	5,6	11,0	8,3	9,8
Mezzogiorno	26,0	27,9	29,0	26,2	28,5	20,3	31,7	29,1	27,3
Italia	10,4	11,4	12,9	10,3	11,2	7,5	11,7	10,7	10,8

Fonte: elaborazioni su dati pubblici Arera.

(1) Solo interruzioni di responsabilità dell'impresa distributrice. Valori percentuali.

Tavola 8 - Interruzioni di fornitura elettrica per utente BT lunghe senza preavviso di responsabilità dell'impresa distributrice

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	media '07-'19
Piemonte	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2	1,2
Valle d'Aosta	0,6	0,9	0,9	0,9	0,5	0,8	0,6	0,7	0,9	0,4	0,6	0,9	0,6	0,7
Lombardia	0,9	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	1,0	0,9
Liguria	1,3	1,6	1,5	1,5	1,2	1,1	1,3	1,1	1,2	1,0	0,9	1,1	1,1	1,2
Trentino A.A.	1,5	1,4	1,1	1,0	0,8	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,9	0,8	1,0
Veneto	1,3	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	0,9	0,9	1,1	1,1	1,0
Friuli V.G.	0,8	0,9	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,9	0,7
Emilia R.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	1,0	0,9	1,1	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9
Toscana	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1	1,0	1,3	1,3	1,1
Umbria	1,4	1,3	1,1	1,2	1,0	1,2	1,3	1,1	1,3	1,3	1,3	1,4	1,3	1,2
Marche	1,4	1,4	1,3	1,5	1,4	1,4	1,2	1,2	1,4	1,2	1,3	1,3	1,2	1,3
Lazio	1,9	2,0	1,9	1,9	1,6	1,8	1,5	1,5	1,6	1,4	1,6	1,8	1,9	1,7
Abruzzo	1,9	1,9	1,9	1,5	1,9	1,8	1,7	1,6	2,1	1,7	2,1	1,8	1,8	1,8
Molise	1,0	1,2	1,1	0,8	1,1	1,0	0,8	0,9	1,3	1,0	1,5	1,4	1,3	1,1
Campania	3,5	3,1	3,4	2,7	2,5	2,4	2,1	2,1	2,5	2,2	2,5	2,6	2,9	2,6
Puglia	2,5	2,2	2,3	2,1	2,2	2,3	2,0	1,9	2,3	2,0	2,8	2,6	2,8	2,3
Basilicata	1,3	1,3	1,2	1,1	0,9	1,0	1,0	0,9	1,1	1,1	1,4	1,2	1,5	1,1
Calabria	3,3	3,0	3,4	3,4	3,1	3,2	2,8	2,7	3,1	2,3	2,8	2,8	3,0	3,0
Sicilia	3,9	3,2	3,9	3,5	3,4	3,7	3,2	3,1	3,3	2,7	3,4	3,4	3,9	3,4
Sardegna	2,3	2,4	2,5	2,0	1,9	2,0	2,3	1,9	2,0	1,8	1,9	2,3	2,5	2,1
Nord-Ovest	1,1	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,1	1,0
Nord-Est	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
Centro	1,6	1,6	1,5	1,6	1,3	1,4	1,3	1,3	1,4	1,2	1,3	1,5	1,6	1,4
Mezzogiorno	3,1	2,7	3,0	2,6	2,6	2,6	2,3	2,2	2,6	2,2	2,7	2,6	3,0	2,6
Italia	1,9	1,7	1,8	1,7	1,5	1,6	1,5	1,4	1,6	1,4	1,6	1,7	1,8	1,6

Fonte: elaborazioni su dati pubblici Arera.

Tavola 9 - Minuti persi per utente BT per interruzioni di fornitura elettrica lunghe senza preavviso di responsabilità dell'impresa distributrice

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	media '07-'19
Piemonte	31,6	55,6	36,8	30,7	30,5	29,2	30,6	30,9	36,0	34,2	33,1	39,3	39,5	35,2
Valle d'Aosta	19,8	35,3	32,1	33,9	30,7	33,1	24,1	32,1	31,7	20,5	19,1	27,3	21,0	27,7
Lombardia	25,7	32,3	29,6	28,1	23,7	26,5	26,5	27,2	27,9	25,7	24,7	30,9	33,5	27,8
Liguria	33,5	49,6	43,1	46,4	36,2	32,0	35,6	34,7	33,8	29,9	31,4	39,9	37,4	37,2
Trentino A.A.	34,3	41,2	37,9	34,2	30,5	28,7	29,0	24,6	21,7	21,4	23,4	30,8	28,6	29,7
Veneto	32,8	31,0	28,2	29,0	26,3	27,6	31,0	31,7	29,8	25,8	28,3	34,1	34,6	30,0
Friuli V.G.	23,6	24,1	21,8	20,9	17,9	16,7	20,0	26,5	25,2	21,4	27,1	28,7	25,5	23,0
Emilia R.	20,0	22,5	23,9	25,0	20,8	26,5	30,7	26,1	31,8	23,7	28,7	29,3	28,1	25,9
Toscana	35,9	38,3	31,5	35,2	28,6	32,6	32,7	31,4	38,2	30,5	29,6	40,8	40,2	34,3
Umbria	33,8	34,4	29,2	33,1	28,2	35,4	36,2	34,2	39,2	34,9	37,9	38,7	42,4	35,2
Marche	34,2	37,2	35,6	40,7	38,9	46,5	33,2	32,7	42,2	32,8	37,6	39,4	32,8	37,2
Lazio	53,0	59,4	51,3	58,3	46,6	54,3	42,8	42,4	45,4	38,0	45,6	63,7	57,1	50,6
Abruzzo	49,1	51,0	42,4	34,9	47,1	43,5	40,3	37,9	60,1	44,4	71,0	52,1	49,7	48,0
Molise	19,0	21,9	18,2	19,0	26,7	23,5	16,5	20,4	32,4	22,4	46,3	35,1	36,8	26,0
Campania	83,1	81,9	78,0	68,4	61,3	63,7	50,8	51,3	62,6	54,8	60,5	69,7	72,2	66,0
Puglia	62,5	59,1	63,5	57,6	55,5	54,0	47,1	43,2	53,7	44,9	71,4	71,1	68,0	57,8
Basilicata	40,9	39,1	35,1	29,9	29,1	30,0	28,7	25,2	31,3	30,2	37,5	38,3	46,6	34,0
Calabria	79,7	81,3	89,3	81,6	79,0	89,4	79,2	68,7	72,1	48,3	56,1	61,6	67,6	73,4
Sicilia	105,3	78,0	92,5	76,7	79,9	79,6	65,3	59,2	65,2	51,9	74,4	85,8	92,0	77,4
Sardegna	67,9	72,1	56,9	49,9	50,2	57,8	58,8	45,1	50,7	45,5	50,5	67,1	75,4	57,5
Nord-Ovest	28,3	41,2	33,4	31,2	27,3	28,1	28,8	29,3	31,0	28,6	27,8	34,3	35,5	31,1
Nord-Est	26,7	27,8	26,7	27,0	23,6	26,1	29,4	28,2	29,3	24,1	27,9	31,3	30,5	27,6
Centro	43,5	47,7	41,1	46,6	38,3	44,8	37,7	36,9	42,1	34,6	38,7	51,2	47,3	42,3
Mezzogiorno	78,0	70,8	73,1	63,6	63,0	64,7	55,4	50,6	59,7	48,5	64,6	70,0	73,0	64,2
Italia	47,7	49,8	46,8	44,2	40,6	43,1	39,5	37,6	42,3	35,4	42,0	48,7	49,0	43,6

Fonte: elaborazioni su dati pubblici Arera.

Tavola 10 - Minuti persi e livello obiettivo per utente BT in ambito di media concentrazione per interruzioni lunghe senza preavviso di responsabilità dell'impresa distributrice (1)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Piemonte	22,6	34,6	27,9	26,9	24,9	22,8	22,8	23,0	30,5	27,4	25,4	28,8	28,2
Valle d'Aosta	6,8	16,1	20,6	29,3	21,6	20,1	12,6	25,4	13,5	14,8	6,3	16,0	11,9
Lombardia	22,3	27,9	26,3	26,5	20,9	24,2	23,7	26,7	26,6	24,3	22,6	27,4	28,4
Liguria	24,4	35,5	33,6	41,8	25,0	23,2	26,1	25,6	26,3	23,9	24,6	33,8	28,6
Trentino A.A.	21,2	33,0	29,7	25,8	19,2	18,9	22,3	20,5	13,2	17,7	22,3	21,9	18,3
Veneto	30,9	29,5	26,1	27,2	25,2	26,4	28,6	28,4	28,1	25,2	28,5	31,7	33,6
Friuli V.G.	16,4	17,2	16,2	16,7	15,3	16,3	15,2	20,4	22,4	19,2	21,6	19,5	23,2
Emilia R.	19,5	21,3	22,3	25,2	20,1	25,4	26,2	24,6	32,3	23,2	28,4	28,1	28,2
Toscana	38,4	40,5	33,4	36,3	28,6	33,3	33,0	33,3	39,5	33,1	29,7	46,1	43,2
Umbria	34,8	33,1	26,8	32,8	24,2	34,2	35,4	32,6	40,0	31,6	35,6	37,3	43,6
Marche	27,8	33,1	30,8	38,7	32,9	41,1	26,1	30,3	36,2	28,4	30,2	35,9	28,5
Lazio	52,7	59,0	53,3	60,7	52,4	62,5	48,0	47,9	48,9	42,6	49,5	74,0	63,6
Abruzzo	46,3	47,1	35,8	29,3	42,0	41,8	35,6	34,8	48,5	41,1	66,6	40,8	42,4
Molise	17,6	21,1	16,7	14,6	22,8	20,2	13,1	17,5	23,3	20,1	39,0	26,7	26,5
Campania	85,8	86,2	86,8	72,1	66,0	72,0	54,7	55,8	67,2	59,8	67,2	81,6	81,4
Puglia	63,1	62,0	68,0	64,0	60,6	57,0	48,7	46,9	54,7	47,1	75,6	75,8	72,2
Basilicata	39,1	43,2	35,7	31,2	29,5	32,2	25,9	27,1	33,2	31,5	38,7	38,1	52,2
Calabria	75,0	80,2	82,9	70,2	75,1	87,3	83,8	65,0	72,6	43,2	56,1	58,3	63,6
Sicilia	120,7	84,8	101,8	80,3	82,6	88,5	70,5	63,8	71,3	59,6	84,1	96,8	103,1
Sardegna	66,9	70,8	52,6	45,1	51,4	51,0	52,8	41,0	48,7	40,5	43,4	67,8	71,9
Nord-Ovest	22,6	30,5	27,6	28,5	22,4	23,7	23,7	25,6	27,5	24,9	23,4	28,4	28,3
Nord-Est	24,8	25,5	23,9	25,3	22,1	24,6	26,0	25,8	28,1	23,5	27,4	28,6	29,7
Centro	42,4	46,2	40,6	46,4	38,7	46,7	38,2	38,8	42,9	36,0	38,2	55,0	49,1
Mezzogiorno	82,3	73,6	77,4	65,2	65,5	68,6	57,2	52,7	61,5	51,0	69,5	76,1	78,0
Italia	48,1	47,8	46,9	44,2	40,7	44,1	38,8	37,7	42,5	35,6	42,7	49,7	49,4

Fonte: elaborazioni su dati pubblici Arera.

(1) Sono evidenziati in grigio i valori superiori agli standard previsti dall'Autorità per l'ambito di media concentrazione (cfr. tav. 5).

Tav. 11 - Numero delle interruzioni senza preavviso brevi di responsabilità dell'impresa distributrice per utente BT

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	media '08-'19
Piemonte	2,0	1,6	1,6	1,6	1,5	1,2	1,5	1,5	1,5	1,3	1,5	1,2	1,5
Valle d'Aosta	1,7	1,7	1,2	1,0	1,6	1,4	1,3	1,0	1,0	0,8	1,0	0,9	1,2
Lombardia	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	0,9
Liguria	3,3	2,9	2,1	1,7	1,7	1,8	1,8	1,6	1,4	1,2	1,3	1,3	1,8
Trentino A.A.	2,0	1,6	1,4	1,0	1,2	1,1	1,3	0,9	0,7	0,8	0,7	0,8	1,1
Veneto	1,8	1,5	1,4	1,3	1,3	1,4	1,6	1,3	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4
Friuli V.G.	2,2	1,6	1,1	1,2	1,0	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2	1,0	1,5	1,3
Emilia R.	1,4	1,2	1,2	1,0	1,3	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
Toscana	1,7	1,4	1,4	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2
Umbria	2,0	1,7	1,7	1,3	1,4	1,8	1,8	1,4	1,5	1,1	1,5	1,6	1,6
Marche	2,2	2,1	2,2	2,0	1,9	1,4	1,5	1,7	1,5	1,5	1,7	1,5	1,8
Lazio	2,7	2,2	2,1	1,6	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,3	1,7	1,5	1,7
Abruzzo	2,8	2,9	1,9	2,1	1,6	1,8	1,9	2,3	2,1	2,8	2,2	2,0	2,2
Molise	1,3	1,3	1,0	1,4	1,3	1,0	0,7	1,3	1,0	1,4	1,2	1,4	1,2
Campania	6,8	6,4	3,8	2,5	2,2	2,0	1,9	2,1	2,1	1,9	2,2	2,4	3,0
Puglia	3,1	3,8	2,8	2,5	2,4	2,0	2,0	2,2	2,2	2,3	2,7	3,1	2,6
Basilicata	2,2	2,8	2,3	1,9	1,5	1,3	1,1	1,1	1,4	1,3	1,8	1,9	1,7
Calabria	4,9	5,6	5,0	3,4	3,3	3,1	2,9	3,3	2,7	2,4	2,7	2,4	3,5
Sicilia	5,8	7,2	4,9	4,5	3,9	3,5	3,3	3,5	2,8	2,7	3,5	3,5	4,1
Sardegna	4,3	3,3	2,8	2,4	2,1	2,3	2,0	1,9	1,8	1,8	3,1	3,5	2,6
Nord-Ovest	1,7	1,6	1,3	1,2	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1	1,0	1,1	1,1	1,2
Nord-Est	1,7	1,4	1,3	1,2	1,3	1,3	1,4	1,2	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3
Centro	2,2	1,9	1,9	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4	1,3	1,3	1,5	1,4	1,6
Mezzogiorno	4,9	5,2	3,7	3,0	2,7	2,4	2,4	2,5	2,3	2,3	2,7	2,8	3,1
ITALIA	2,9	2,8	2,2	1,9	1,7	1,6	1,7	1,7	1,5	1,5	1,7	1,7	1,9

fonte: elaborazioni su dati forniti da Arera.

Tav. 12 - Numero delle interruzioni senza preavviso transitorie di responsabilità dell'impresa distributrice per utente BT

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	media '12-'19
Piemonte	2,4	2,2	2,8	2,4	2,5	1,8	2,3	2,1	2,3
Valle d'Aosta	1,7	1,7	1,6	1,9	1,4	1,2	1,8	1,5	1,6
Lombardia	1,1	1,1	1,3	1,0	1,1	0,9	1,1	1,3	1,1
Liguria	2,3	2,7	2,4	1,9	1,8	1,3	1,9	2,0	2,1
Trentino A.A.	1,6	1,4	1,3	1,0	0,8	0,8	0,7	0,9	1,1
Veneto	3,3	3,6	4,6	3,0	3,1	2,5	3,1	3,0	3,3
Friuli V.G.	2,6	2,9	4,1	2,8	3,3	3,3	2,9	3,6	3,2
Emilia R.	2,5	2,8	2,7	2,0	2,5	2,0	2,1	2,3	2,4
Toscana	1,9	2,3	3,2	2,2	2,3	1,7	2,5	2,1	2,3
Umbria	4,4	6,0	6,5	4,3	5,0	3,0	4,4	5,1	4,8
Marche	5,0	4,6	5,5	5,2	5,0	3,1	4,4	3,5	4,5
Lazio	3,1	4,2	4,7	3,3	3,5	2,4	3,9	3,0	3,5
Abruzzo	6,0	7,7	9,0	7,2	8,6	6,7	8,6	6,8	7,6
Molise	3,4	4,7	3,3	3,8	4,1	3,5	4,8	4,9	4,1
Campania	3,3	4,0	4,0	3,4	3,6	2,5	3,4	3,3	3,4
Puglia	4,8	4,3	4,9	4,4	4,5	3,8	5,9	6,0	4,8
Basilicata	3,7	4,2	4,0	3,9	5,4	3,2	6,0	4,8	4,4
Calabria	6,6	6,8	6,7	7,0	5,9	3,9	6,7	5,9	6,2
Sicilia	8,6	8,8	10,1	9,8	8,4	6,0	10,1	8,8	8,8
Sardegna	4,6	5,3	4,3	3,5	3,8	3,0	5,8	6,7	4,6
Nord-Ovest	1,6	1,7	1,9	1,5	1,6	1,2	1,6	1,6	1,6
Nord-Est	2,7	3,0	3,5	2,4	2,7	2,2	2,5	2,6	2,7
Centro	3,0	3,8	4,5	3,3	3,4	2,3	3,6	3,0	3,3
Mezzogiorno	5,6	6,0	6,3	5,9	5,7	4,2	6,6	6,1	5,8
Italia	3,4	3,8	4,2	3,5	3,5	2,6	3,8	3,5	3,5

Fonte: elaborazioni su dati forniti da Arera.

Tavola 13 - Numero medio di buchi di tensione su cabine di trasformazione AT/MT per classi di tensione residua e di durata

anno 2009						
Centro-Nord						
Tensione residua (%)	classi di durata (millisecondi e secondi)					n. totale buchi
	20-200 ms	200-500 ms	500 ms - 1 sec	1-5 sec	5-60 sec	
80...90	25,3	3,7	0,3	0,3	0,0	29,7
70...80	11,1	1,8	0,1	0,0	0,0	13,0
40...70	16,6	1,7	0,2	0,1	0,0	18,6
5...40	6,3	0,5	0,1	0,0	0,0	6,8
1...5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
						68,3

anno 2019						
Centro-Nord						
Tensione residua (%)	classi di durata (millisecondi e secondi)					n. totale buchi
	20-200 ms	200-500 ms	500 ms - 1 sec	1-5 sec	5-60 sec	
80...90	27,1	3,1	0,2	0,2	0,0	30,6
70...80	11,4	2,1	0,1	0,0	0,0	13,7
40...70	15,9	2,7	0,2	0,1	0,0	18,9
5...40	4,8	0,7	0,2	0,0	0,0	5,7
1...5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
						68,9

Regione con meno buchi di tensione: Emilia Romagna						
Tensione residua (%)	classi di durata (millisecondi e secondi)					n. totale buchi
	20-200 ms	200-500 ms	500 ms - 1 sec	1-5 sec	5-60 sec	
80...90	13,7	1,5	0,0	0,0	0,0	15,2
70...80	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0
40...70	9,8	0,5	0,1	0,0	0,0	10,4
5...40	2,9	0,3	0,0	0,0	0,0	3,2
1...5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
						36,8

Regione con meno buchi di tensione: Trentino Alto Adige						
Tensione residua (%)	classi di durata (millisecondi e secondi)					n. totale buchi
	20-200 ms	200-500 ms	500 ms - 1 sec	1-5 sec	5-60 sec	
80...90	11,0	1,0	0,0	0,0	0,0	12,0
70...80	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
40...70	6,0	1,0	0,0	0,0	0,0	7,0
5...40	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0
1...5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
						22,0

Regione con stesso distributore del Mezzogiorno: Toscana						
Tensione residua (%)	classi di durata (millisecondi e secondi)					n. totale buchi
	20-200 ms	200-500 ms	500 ms - 1 sec	1-5 sec	5-60 sec	
80...90	21,3	4,3	0,1	0,1	0,0	25,8
70...80	12,2	0,7	0,0	0,1	0,0	13,0
40...70	16,5	1,1	0,2	0,1	0,0	17,9
5...40	6,9	0,2	0,0	0,0	0,0	7,1
1...5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
						63,8

Regione con stesso distributore del Mezzogiorno: Toscana						
Tensione residua (%)	classi di durata (millisecondi e secondi)					n. totale buchi
	20-200 ms	200-500 ms	500 ms - 1 sec	1-5 sec	5-60 sec	
80...90	22,5	4,5	0,0	0,0	0,1	27,1
70...80	7,3	3,5	0,1	0,0	0,0	10,9
40...70	12,6	0,3	0,0	0,0	0,0	12,9
5...40	2,5	0,0	0,1	0,0	0,0	2,6
1...5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
						53,5

Mezzogiorno						
Tensione residua (%)	classi di durata (millisecondi e secondi)					n. totale buchi
	20-200 ms	200-500 ms	500 ms - 1 sec	1-5 sec	5-60 sec	
80...90	53,8	15,4	5,7	1,5	0,0	76,4
70...80	30,0	13,1	1,5	0,4	0,0	45,1
40...70	55,8	14,6	1,6	0,3	0,0	72,3
5...40	19,7	5,1	0,7	0,0	0,0	25,5
1...5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
						219,5

Mezzogiorno						
Tensione residua (%)	classi di durata (millisecondi e secondi)					n. totale buchi
	20-200 ms	200-500 ms	500 ms - 1 sec	1-5 sec	5-60 sec	
80...90	100,9	13,8	7,2	1,3	0,1	123,2
70...80	35,3	8,9	5,2	0,3	0,0	49,7
40...70	40,8	10,0	1,0	0,2	0,0	52,1
5...40	13,6	4,2	0,5	0,1	0,0	18,4
1...5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
						243,7

Regione con più buchi di tensione: Sicilia						
Tensione residua (%)	classi di durata (millisecondi e secondi)					n. totale buchi
	20-200 ms	200-500 ms	500 ms - 1 sec	1-5 sec	5-60 sec	
80...90	65,8	16,4	5,8	5,5	0,0	93,5
70...80	44,0	24,1	2,1	1,2	0,0	71,4
40...70	101,2	33,9	2,1	0,6	0,0	137,8
5...40	43,9	10,2	1,1	0,1	0,0	55,3
1...5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
						358,1

Regione con più buchi di tensione: Basilicata						
Tensione residua (%)	classi di durata (millisecondi e secondi)					n. totale buchi
	20-200 ms	200-500 ms	500 ms - 1 sec	1-5 sec	5-60 sec	
80...90	127,6	20,2	43,8	4,4	0,0	196
70...80	59,4	15,4	37,0	0,8	0,0	112,6
40...70	43,4	25,6	4,8	0,8	0,0	74,6
5...40	15,0	14,8	2,2	0,2	0,0	32,2
1...5	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
						416,0

Fonte: elaborazioni su dati pubblici del Sistema QuEEN (RSE).

Tavola 14 - Penalità comminate e premi riconosciuti alle imprese distributrici nel 2016-2019 in relazione a interruzioni lunghe e brevi senza preavviso a utenti BT

	Penalità per durata e numero delle interruzioni		Premi per durata e numero delle interruzioni		Premi netti
	quota percentuale su totale nazionale	euro per utente BT	quota percentuale su totale nazionale	euro per utente BT	euro per utente BT
Piemonte	1,1	0,3	7,8	1,4	1,1
Valle d'Aosta	0,0	0,0	1,1	4,4	4,4
Lombardia	2,4	0,3	39,1	3,4	3,1
Liguria	0,2	0,1	2,1	0,8	0,7
Trentino Alto Adige	0,1	0,1	5,8	4,3	4,2
Veneto	0,7	0,2	13,6	2,4	2,2
Friuli Venezia Giulia	0,0	0,0	4,0	2,6	2,5
Emilia Romagna	1,5	0,4	10,1	1,8	1,4
Toscana	1,6	0,5	3,8	0,8	0,3
Umbria	0,2	0,3	1,2	1,2	0,9
Marche	0,4	0,3	2,3	1,3	1,0
Lazio	10,4	2,5	1,4	0,2	-2,3
Abruzzo	4,3	4,0	1,1	0,7	-3,3
Molise	0,0	0,0	0,7	1,7	1,7
Campania	23,2	6,7	2,0	0,4	-6,3
Puglia	18,7	6,3	0,4	0,1	-6,2
Basilicata	0,4	0,8	1,0	1,5	0,7
Calabria	3,5	2,2	0,5	0,2	-2,0
Sicilia	26,7	7,3	1,2	0,2	-7,1
Sardegna	4,7	3,5	0,7	0,3	-3,2
Nord-Ovest	3,7	0,3	50,1	2,6	2,3
Nord-Est	2,4	0,3	33,5	2,4	2,1
Centro	12,5	1,4	8,8	0,6	-0,8
Mezzogiorno	81,4	5,5	7,6	0,3	-5,2
Italia	100,0	2,2	100,0	1,4	-0,8

Fonte: elaborazioni su dati pubblici Arera.

Tavola 15 - Interruzioni per utente BT lunghe senza preavviso di responsabilità dell'impresa distributrice

	Numero		Minuti persi	
	2020	2021	2020	2021
Piemonte	1,2	1,4	35,7	39,6
Valle d'Aosta	0,4	0,7	19,6	20,8
Lombardia	1,0	0,9	29,5	28,6
Liguria	1,0	1,0	34,5	31,6
Trentino A.A.	0,8	0,6	25,5	23,7
Veneto	1,0	1,0	29,1	25,9
Friuli V.G.	0,8	0,7	29,7	21,0
Emilia R.	0,9	0,8	24,2	23,4
Toscana	1,3	1,2	38,0	38,0
Umbria	1,3	1,4	38,3	39,8
Marche	1,2	1,2	32,1	30,7
Lazio	1,9	1,8	51,0	44,6
Abruzzo	1,5	1,8	38,0	49,3
Molise	1,2	1,4	33,1	38,8
Campania	2,5	2,7	58,7	66,3
Puglia	2,5	2,8	55,1	57,3
Basilicata	1,3	1,6	33,7	44,8
Calabria	2,6	3,0	52,2	60,8
Sicilia	3,3	3,3	68,8	69,1
Sardegna	2,3	2,5	63,0	66,0
Nord-Ovest	1,0	1,1	31,8	31,9
Nord-Est	0,9	0,8	26,9	24,2
Centro	1,6	1,5	43,4	40,3
Mezzogiorno	2,6	2,8	57,5	62,2
Italia	1,6	1,7	41,5	41,9

Fonte: elaborazione su dati pubblici Arera.

Tavola 16 - Reti di trasmissione e di distribuzione di energia elettrica

	Rete di Trasmissione Nazionale (1)					Rete di distribuzione (2)						
	lunghezza			cabine primarie	potenza di trasformazione	AAT-AT	MT			BT		
	km	km / kmq	m / uten.MT+BT				unità / 1.000 kmq	MVA / 1.000 kmq	km	km / kmq	km / utente	km
Piemonte	4.417	0,17	1,5	6,2	613,8	43	29.386	1,2	3,5	66.034	2,6	23,1
Valle d'Aosta	1.789	0,55	13,1	3,4	208,8	57	1.591	0,5	4,0	2.864	0,9	21,0
Lombardia	9.691	0,41	1,6	11,7	1.025,9	46	43.265	1,8	2,3	88.987	3,7	15,0
Liguria	1.950	0,36	1,5	9,6	872,2	0	7.209	1,3	4,3	22.281	4,1	17,5
Trentino A.A.	2.532	0,19	3,5	1,4	158,8	183	8.855	0,7	4,0	18.726	1,4	26,2
Veneto	5.824	0,32	2,0	7,7	572,0	61	27.760	1,5	2,7	64.000	3,5	22,0
Friuli V.G.	1.960	0,25	2,5	6,4	657,9	4	8.623	1,1	3,7	16.094	2,0	20,2
Emilia R.	5.079	0,23	1,8	6,7	345,4	33	33.345	1,5	3,3	69.743	3,1	24,4
Toscana	5.454	0,24	2,3	6,0	329,2	0	27.269	1,2	3,4	60.740	2,6	25,1
Umbria	2.003	0,24	3,7	3,9	201,6	0	8.973	1,1	4,8	20.467	2,4	38,1
Marche	1.925	0,20	2,0	6,1	334,0	0	11.961	1,3	2,8	29.948	3,2	31,5
Lazio	4.271	0,25	1,2	9,6	572,5	526	29.981	1,7	5,0	69.607	4,0	20,3
Abruzzo	2.189	0,20	2,5	4,7	222,5	0	10.388	1,0	4,1	27.068	2,5	30,9
Molise	524	0,12	2,5	4,7	168,1	0	3.763	0,8	7,9	8.298	1,9	39,6
Campania	3.771	0,28	1,3	6,1	740,9	0	25.785	1,9	4,5	63.845	4,7	22,7
Puglia	3.736	0,19	1,6	5,5	573,4	4	32.738	1,7	6,1	65.189	3,3	27,1
Basilicata	2.497	0,25	7,0	3,0	244,2	0	10.452	1,0	8,2	15.593	1,5	44,0
Calabria	2.636	0,17	2,1	5,6	314,4	0	18.544	1,2	9,2	45.664	3,0	36,8
Sicilia	5.513	0,21	1,9	5,5	407,6	4	36.851	1,4	7,0	83.052	3,2	28,2
Sardegna	2.993	0,12	2,8	3,0	261,1	0	18.683	0,8	9,0	38.798	1,6	35,9
Nord-Ovest	17.848	0,31	1,7	8,6	784,9	146	81.451	1,4	2,8	180.166	3,1	17,6
Nord-Est	15.394	0,25	2,1	5,8	411,1	281	78.583	1,3	3,1	168.563	2,7	23,2
Centro	13.653	0,24	1,9	6,8	383,6	526	78.184	1,3	3,9	180.762	3,1	24,6
Mezzogiorno	23.860	0,19	2,0	4,8	392,5	8	157.204	1,3	6,4	347.507	2,8	29,1
Italia	70.755	0,23	1,9	6,1	469,9	961	395.422	1,3	4,0	876.998	2,9	23,9

Fonte: elaborazioni su dati pubblici TERNA e ARERA; per le superfici, Istat.

(1) Al 31 dicembre 2020. Km di RTN fino a 380kV, corrispondenti al 96,7 per cento dei km di Terna. Le cabine primarie sono gli impianti per la trasformazione dell'energia elettrica dalle tensioni alte a quella media. La potenza di trasformazione riportata è quella complessivamente installata in tali cabine primarie.

(2) Al 31 dicembre 2019. AAT-AT: altissima e alta tensione (superiore a 35 kV); MT: media tensione (superiore a 1 kV e inferiore o uguale a 35 kV); BT: bassa tensione (inferiore o uguale a 1kV).

Tavola 17 - Istanze autorizzative locali di E-Distribuzione per nuovi impianti (2018-2019)

	rete MT		rete BT		rete MT-BT	
	numero istanze	tempo medio per risposta (giorni)	numero istanze	tempo medio per risposta (giorni)	numero istanze	tempo medio per risposta (giorni)
Liguria	115	180	503	180	618	180
Toscana	347	208	1.365	129	1.712	145
Abruzzo	287	248	376	128	663	180
Molise	66	314	351	116	417	148
Campania	127	279	584	169	711	189
Puglia	584	288	905	241	1.489	259
Basilicata	85	286	253	193	338	217
Calabria	146	270	721	89	867	119
Sicilia	220	266	1.184	128	1.404	150
Sardegna	116	165	424	164	540	165

Fonte: Ministero della transizione ecologica

Tavola 18 - Tempi medi autorizzativi a nuovi impianti di E-Distribuzione (2020-2021)

	scarto rispetto a regione <i>benchmark</i> (Toscana) (giorni)
Molise	3
Puglia	6
Calabria	25
Abruzzo	33
Basilicata	40
Liguria	48
Sicilia	59
Campania	64
Sardegna	82

Fonte: E-Distribuzione.

Tavola 19 - Distribuzione delle imprese del campione di stima per settore e classe di intensità di capitale medio nel 2008-2018

Settore	Classi di capitale per addetto						Totale
	0-5 %	5-25 %	25-50 %	50-75 %	75-95 %	95-100 %	
Attività estrattiva	13	54	121	258	825	692	1.963
Manifattura	4.872	22.895	36.077	48.967	52.830	10.779	176.420
<i>di cui:</i> Trasformazione alimentare, bevande, tabacco	469	1.844	3.059	3.857	5.672	2.150	17.051
Tessile, abbigliamento, pelli, accessori	936	4.421	5.615	5.492	4.815	676	21.955
Legno, carta, stampa	289	1.518	2.845	4.440	4.883	610	14.585
Prodotti petroliferi raffinati	0	20	16	24	143	118	321
Sostanze e prodotti chimici	30	221	428	951	1.766	396	3.792
Farmaceutici, chimico-medicinali, botanici	7	26	54	108	292	107	594
Gomma, materie plastiche, prodotti minerali	302	1.472	2.450	4.178	6.912	1.346	16.660
Metalli di base , di prodotti in metallo	1.133	5.032	7.609	11.036	11.537	1.188	37.535
Computer, apparecchi elettronici e ottici	63	437	977	1.405	1.108	147	4.137
Apparecchi elettrici	113	635	1.298	1.673	1.485	179	5.383
Macchinari ed apparecchi n.c.a.	204	1.511	3.464	5.972	4.874	439	16.464
Mezzi di trasporto	218	724	733	1.096	1.235	289	4.295
Altre attività manifatturiere	928	4.151	6.115	6.635	5.124	579	23.532
Energia, gas, idrico, rifiuti	180	883	1.414	2.100	2.984	2.555	10.116
Costruzioni	8.198	35.864	38.542	29.392	16.814	3.216	132.026
Servizi	32.028	122.694	152.999	149.265	109.849	25.967	592.802
<i>di cui:</i> Commercio all'ingrosso e al dettaglio	6.489	38.515	57.915	63.348	45.479	6.278	218.024
Trasporto e magazzinaggio	3.903	7.412	10.304	11.435	8.452	1.963	43.469
Servizi di alloggio e ristorazione	3.835	17.006	21.956	20.678	13.178	4.581	81.234
Servizi di informazione e comunicazione	2.374	12.670	13.284	9.294	5.904	1.240	44.766
Attività finanziarie e assicurative	266	1.603	2.039	1.813	1.389	93	7.203
Attività immobiliari	407	2.743	4.283	5.262	7.714	5.669	26.078
Attività professionali	1.981	11.233	13.840	12.125	8.048	1.477	48.704
Noleggi, agenzie viaggio, supporto alle imprese	7.274	15.755	13.214	10.436	7.696	2.183	56.558
Amministrazione pubblica, difesa, istruzione	818	2.665	2.332	1.733	1.096	161	8.805
Sanità e assistenza sociale	2.256	5.598	5.314	5.232	4.244	551	23.195
Attività artistiche, sportive, di intrattenimento	1.257	3.618	3.895	3.888	4.274	1.446	18.378
Altri servizi	1.168	3.876	4.623	4.021	2.375	325	16.388
Totale	45.111	181.507	227.739	227.882	180.318	40.654	903.211

Fonte: elaborazione su campione Cerved/Centrale dei Bilanci, Istat, Inps.

Tavola 20 - Selezione di statistiche su variabili nel campione di stima, per macroarea (1)

Variabile	Media				Mediana				Deviazione standard			
	Nord	Centro	Mezzogiorno	Italia	Nord	Centro	Mezzogiorno	Italia	Nord	Centro	Mezzogiorno	Italia
Età dell'impresa	13,2	10,7	9,2	11,4	8,5	6,5	6,0	7,0	12,7	10,5	8,8	11,3
Numero addetti	15,6	11,7	8,2	12,4	4,3	3,3	3,3	3,7	142,9	395,4	45,9	219,2
Valore aggiunto (migliaia)	789,9	580,5	255,1	578,8	133,8	80,2	65,5	93,5	8.104,1	25.460,4	2.435,1	13.776,2
Valore aggiunto per addetto (migliaia)	46,3	49,1	30,6	42,3	33,4	25,1	20,9	26,8	1.169,3	4.355,5	569,9	2.311,8
Capitale (migliaia)	1.778,3	1.793,3	651,8	1.444,8	130,1	74,3	58,2	88,8	37.638,4	119.579,8	13.927,8	64.728,7
Capitale per addetto (migliaia)	148,6	1.384,4	132,5	444,9	32,4	22,9	18,2	25,3	12.289,1	378.880,5	5.665,7	187.230,0
Consumi elettrici (GWh)	66,0	43,6	21,0	44,7	47,1	24,8	15,7	25,2	80,2	70,0	19,3	64,9
Numero interruzioni lunghe totali	1,4	1,9	3,4	2,2	1,4	1,8	3,6	1,7	0,4	0,6	1,0	1,2
Durata interruzioni lunghe totali	64,2	87,3	177,7	111,1	49,8	83,6	125,9	80,6	51,7	38,7	142,1	107,5
Numero interruzioni lunghe di responsabilità del distributore	1,0	1,4	2,5	1,6	1,0	1,3	2,6	1,2	0,2	0,4	0,8	0,9
Durata interruzioni lunghe di responsabilità del distributore	30,2	40,0	60,5	43,4	27,9	38,2	64,3	38,2	7,9	9,6	16,1	18,1

Fonte: elaborazioni su dati Cerved/Centrale dei Bilanci, Inps, Arera, Terna.

(1) Tutte le variabili sono espresse come media annua del periodo 2008-2018. Per ciascun anno, le variabili di età, numero di addetti, valore aggiunto per addetto e capitale per addetto fanno riferimento al valore medio per impresa (sono escluse le imprese con numero di addetti o capitale pari a 0); i consumi elettrici fanno riferimento al valore medio per coppia provincia-settore; le variabili di interruzioni fanno riferimento al valore medio per utente e BT.

Tavola 21 - Regressione del valore aggiunto per addetto di un'impresa del settore manifatturiero sul numero delle interruzioni lunghe senza preavviso di responsabilità del distributore (1)

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Numero interruzioni	-0,016* (0,009)	-0,018** (0,008)	-0,077*** (0,018)	-0,088*** (0,021)	-0,099*** (0,023)	-0,221*** (0,024)
Log capitale per addetto		0,214*** (0,006)	0,193*** (0,008)	0,193*** (0,008)	0,193*** (0,008)	
Log addetti		0,347*** (0,011)	0,348*** (0,011)	0,348*** (0,011)	0,348*** (0,011)	
Log consumi elettrici		0,022*** (0,007)	0,022*** (0,007)	0,022*** (0,007)	0,022*** (0,007)	0,021*** (0,007)
Numero interruzioni * log capitale per addetto			0,015*** (0,004)	0,015*** (-0,004)	0,015*** (-0,004)	0,053*** (-0,005)
Numero interruzioni * dummy Mezzogiorno				0,018 (0,018)		
Numero interruzioni ^ 2					0,004 (0,003)	
Log capitale per addetto (t-1)						0,077*** (0,006)
Log addetti (t-1)						0,225*** (0,012)
N. osservazioni	1.121.927	1.114.171	1.114.171	1.114.171	1.114.171	941.626
N. imprese	173.310	171.579	171.579	171.579	171.579	150.972

(1) * p-value < 10 %; ** p-value < 5 %; *** p-value < 1 %. In tutte le specificazioni sono inclusi effetti fissi di impresa, di regione-anno e di settore(ateco 2-digit)-anno. Gli errori standard (in parentesi) sono clusterizzati a livello di provincia.

Tavola 22 - Regressione del valore aggiunto per addetto per un'impresa del settore manifatturiero sulla durata delle interruzioni lunghe senza preavviso di responsabilità del distributore (1)

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Durata interruzioni	-0,000 (0,000)	-0,000 (0,000)	-0,002*** (0,001)	-0,0025*** (0,001)	-0,0035*** (0,0007)	-0,007*** (0,000)
Log capitale per addetto		0,214*** (0,006)	0,197*** (0,008)	0,197*** (0,008)	0,197*** (0,006)	
Log addetti		0,347*** (0,011)	0,348*** (0,011)	0,348*** (0,011)	0,348*** (0,011)	
Log consumi elettrici		0,022*** (0,007)	0,022*** (0,007)	0,022*** (0,007)	0,022*** (0,007)	0,020*** (0,007)
Durata interruzioni * log capitale per addetto			0,0004*** (0,0001)	0,0004*** (0,0001)	0,0004*** (0,0001)	0,002*** (-0,000)
Durata interruzioni * dummy Mezzogiorno				0,0010** (0,000)		
Durata interruzioni ^ 2					0,00001*** (0,00000)	
Log capitale per addetto (t-1)						0,080*** (0,007)
Log addetti (t-1)						0,226*** (0,012)
N. osservazioni	1.121.927	1.114.171	1.114.171	1.114.171	1.114.171	941.626
N. imprese	173.310	171.579	171.579	171.579	171.579	150.972

(1) * p-value < 10 %; ** p-value < 5 %; *** p-value < 1 %. In tutte le specificazioni sono inclusi effetti fissi di impresa, di regione-anno e di settore(ateco 2-digit)-anno. Gli errori standard (in parentesi) sono clusterizzati a livello di provincia. La durata delle interruzioni è espressa in minuti.

Appendice

L'ARERA disciplina periodicamente ogni aspetto del servizio di erogazione di energia elettrica e raccoglie dati di monitoraggio per verificare il conseguimento degli obiettivi di fornitura da essa definiti su base pluriennale. Ad esempio, il documento regolatorio in vigore (*TIQE - Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica*, delibera 646/15/R/eel dell'ARERA) definisce i livelli obiettivo per alcuni indicatori relativi alla qualità del servizio, e gli incentivi atti a conseguirli, per il periodo di programmazione 2016-2023.

A.1 Regole ARERA di premi-penalità nella *Regolazione individuale per utenti in MT e nella Regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso su BT*

La principale dimensione della qualità della fornitura elettrica riguarda la sua continuità, intesa come assenza di interruzioni. Per ciascun utente in MT la *Regolazione individuale* definita dal Titolo 5 del TIQE è basata su un unico indicatore di continuità: il numero di interruzioni senza preavviso lunghe (maggiori di 3 minuti) e brevi (tra 1 secondo e 3 minuti) subite nell'anno dal medesimo utente. Per la rete BT gli indicatori di continuità presi in considerazione dal Titolo 3 ai fini delle premi-penalità sono invece due: la durata complessiva di interruzione e il numero medio di interruzioni per utente (definiti anche per le interruzioni con preavviso). In tutti questi casi vengono considerate le sole evenienze di responsabilità dell'impresa distributrice, ovvero quelle non attribuibili a eventi meteorologici anomali, cause di forza maggiore o esterne, allo stesso utente, e a contratti di interrompibilità. Per stabilire gli eventi meteo fuori fascia di normalità ARERA applica un metodo statistico che individua i "periodi di condizioni perturbate" nei casi in cui il numero di guasti occorsi in periodi da 6 ore eccede soglie limite, stabilite sulla base del riesame dei percentili estremi della distribuzione dei dati storici di continuità di ciascuna provincia. Tale metodo, sviluppato in Fumagalli et al. (2009) sulla scorta di esperienze internazionali basate sul concetto di *major event days*, esclude dalla responsabilità dell'impresa le interruzioni che accadono nei periodi in cui gli effetti di eventi meteorologici avversi sono risultati di particolare intensità rispetto ai dati degli ultimi 3 anni disponibili all'inizio di ciascun periodo di regolazione.

L'ARERA suddivide il territorio di ambiti territoriali in base alla densità abitativa, e fissa gli standard in dipendenza del grado di concentrazione demografica. Per il periodo programmatico 2016-2023 gli standard per ciascun utente MT sono definiti come:

Concentrazione dell'ambito	Num. ISPRD lunghe e brevi	Numero ISPRD transitorie
Alta (> 50.000 abitanti per comune)	6	6
Media (tra 5.000 e 50.000 ab. per comune)	9	12
Bassa (< 5.000 abitanti per comune)	10	15

Le imprese distributrici sono tenute al pagamento di penalità a ciascun utente MT interrotto oltre questi standard, nella misura di

$$P = \frac{\min(n; w) - s}{n} \sum_{i=1}^n (V_p \times PEI_i)$$

dove

- n è il numero di interruzioni nell'anno per ciascun utente MT
- w è il numero massimo di interruzioni penalizzabili, pari a $3s$

- s è lo standard di continuità specifico
- PEI_i è la potenza effettiva interrotta dell'utente MT per l'interruzione i , espressa in kW, misurata nel quarto d'ora precedente quello in cui ha inizio l'interruzione
- V_p può assumere un valore di 2,70€/kW interrotto se l'utente MT che ha subito l'interruzione sta prelevando energia dalla rete, oppure valore di 0,1€/kW interrotto se l'utente MT sta immettendo energia nella rete.

Le penalità P versate (con tetto massimo pari al prodotto tra il numero di utenti MT serviti e 650 euro) servono a pagare gli indennizzi automatici agli utenti MT, erogabili solo agli utenti che presentano un impianto adeguato (ai sensi dei requisiti dell'art. 39 del TIQE). In caso di mancato adeguamento, l'utente MT è tenuto a versare il Corrispettivo tariffario specifico (CTS), che si calcola su base annua a seconda della potenza dell'impianto. Il gettito derivante dal CTS è destinato in parte alle imprese distributrici (nella misura massima del prodotto tra il numero di utenti MT serviti e 100 euro); l'eccedenza andrà versata dall'impresa distributtrice al Fondo utenti MT, istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali, il cui fine è quello di promuovere interventi di adeguamento degli impianti.

Per quanto riguarda gli utenti BT, il numero di interruzioni per utente è calcolato, distintamente per i casi senza preavviso (varia durata) e con preavviso, come $\frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{tot}}$ dove

- n è il numero di interruzioni sulla rete BT nell'anno
- U_i è il numero di utenti BT coinvolti nella i -esima interruzione
- U_{tot} è il numero totale di utenti BT serviti dall'impresa distributtrice alla fine dell'anno.

La durata complessiva di interruzioni per utente BT (minuti persi per utente nell'anno) è calcolata, solo per le interruzioni con preavviso e per le interruzioni senza preavviso lunghe, come $\frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (U_{i,j} * t_{i,j})}{U_{tot}}$ dove

- m identifica i gruppi di utenti BT per cui l'interruzione ha la stessa durata
- $U_{i,j}$ è il numero di utenti BT coinvolti nella i -esima interruzione che appartengono al j -esimo gruppo di utenti affetto dalla stessa durata di interruzione
- $t_{i,j}$ è la durata dell'interruzione per il gruppo di utenti $U_{i,j}$
- U_{tot} è il numero totale di utenti BT serviti dall'impresa distributtrice alla fine dell'anno.

La *regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso* riferita alla rete BT, regolata dal Titolo 4 del TIQE, prevede che per ciascun ambito territoriale le imprese distributrici con più di 15.000 utenti paghino una penalità (incassino un premio) in caso di continuità del servizio erogato inferiore (superiore) a standard annui di numero medio e durata complessiva delle interruzioni senza preavviso a loro imputabili (artt. 18 e successivi). Gli standard di riferimento per i due indicatori sono basati su *livelli obiettivo* diversi a seconda della concentrazione abitativa dell'ambito, per il periodo 2016-2023 definiti come segue:

Concentrazione dell'ambito	Durata compl. ISPRD lunghe	Num. med. ISPRD lunghe/brevi
Alta (> 50.000 abitanti per comune)	25 minuti/utente	1,0 interruzioni/utente
Media (tra 5.000 e 50.000 ab./comune)	40 minuti/utente	2,0 interruzioni/utente
Bassa (< 5.000 abitanti per comune)	60 minuti/utente	4,0 interruzioni/utente

Come mostrato nella tavola 5 del testo, tali livelli obiettivo aumentano (risultando meno stringenti) se l'impresa distributrice si fa compartecipe nel miglioramento delle interruzioni attribuibili a cause esterne (art. 24 TIQE).

Per ogni anno del ciclo corrente le imprese distributrici sono tenute a raggiungere un *livello tendenziale* definito per ciascun ambito territoriale j di concentrazione demografica k . Per l'indicatore di durata complessiva tale livello è dal 2016 uguale a quello obiettivo, mentre per l'indicatore di numero medio NT vale la seguente regola di calcolo (analoga a quella in vigore fino al 2015 sia per durata sia per numero):

$$\begin{aligned}
 NT_{2016,j} &= \max[NLivPart_j - (NLivPart_j - NLivOb^k)/8; NLivOb^k] \\
 NT_{2017,j} &= \max[NT_{2016,j} - (NLivPart_j - NLivOb^k)/8; NLivOb^k] \\
 NT_{2018,j} &= \max[NT_{2017,j} - (NLivPart_j - NLivOb^k)/8; NLivOb^k] \\
 NT_{2019,j} &= \max[NT_{2018,j} - (NLivPart_j - NLivOb^k)/8; NLivOb^k] \\
 NT_{2020,j} &= NT_{2019,j} \\
 NT_{2021,j} &= \max[NT_{2020,j} - (NT_{2020,j} - NLivOb^k)/3; NLivOb^k] \\
 NT_{2022,j} &= \max[NT_{2021,j} - (NT_{2020,j} - NLivOb^k)/3; NLivOb^k] \\
 NT_{2023,j} &= \max[NT_{2022,j} - (NT_{2020,j} - NLivOb^k)/3; NLivOb^k]
 \end{aligned}$$

dove $NLivOb^k$ è il livello obiettivo per il grado di concentrazione k , $NLivPart_j$ è il valore del numero medio di interruzioni dell'ambito j nel biennio 2014-15, $NT_{2016,j}$ è il livello tendenziale per ciascun anno del semiperiodo 2016-2019 dell'ambito j e $NT_{2020,j}$ è l'analogo per il semiperiodo 2020-2023.

Per ciascun anno e ambito, i premi e le penalità trovano applicazione in ragione degli scostamenti dai livelli tendenziali per durata e numero di ISPRD. I miglioramenti, c.d. ulteriori, rispetto ai livelli tendenziali vengono detti recuperi aggiuntivi di continuità del servizio (sono naturalmente peggioramenti se hanno segno negativo). Per l'indicatore di durata delle interruzioni, il recupero di continuità del servizio è pari alla differenza tra il livello tendenziale dell'anno i e il livello effettivo biennale dell'indicatore di riferimento nello stesso anno i . Per l'indicatore di numero delle interruzioni, invece, il recupero di continuità del servizio è pari alla differenza tra il livello tendenziale dell'anno i e il livello effettivo biennale dell'indicatore di riferimento nello stesso anno i , a condizione che tale differenza risulti maggiore di un determinato livello di franchigia.

Le imprese distributrici incassano (pagano) premi (penalità) per la continuità del servizio di fornitura di energia elettrica su BT in base alla regola sui recuperi di continuità definita agli artt. 23.5 e 23.6:

$$XREC_{i,j} \times [(POT1_{i,j} \times C1_X)(POT2_{i,j} \times C2_X)], \quad \text{con } X = D, N$$

dove, per ogni ambito territoriale j nell'anno i , $XREC_{i,j}$ è il recupero aggiuntivo di continuità, espresso in minuti/utente per l'indicatore durata delle interruzioni (se $DREC$) o in numero di interruzioni/utente per l'indicatore numero di interruzioni (se $NREC$), con segno positivo o negativo a seconda che il livello effettivo annuo dell'indicatore risulti migliore o peggiore del livello tendenziale; $POT1_{i,j}$ è l'energia in kW complessivamente distribuita in media oraria agli utenti BT domestici in (j,i) ; $POT2_{i,j}$ è l'energia in kW complessivamente distribuita in media oraria agli utenti BT non domestici e agli MT; $C1_X$ e $C2_X$ sono parametri definiti come nelle tabelle che seguono:

Indicatore di numero delle ISPRD lunghe e brevi

Ambiti ad alta concentrazione	Ambiti a media concentrazione	Ambiti a bassa concentrazione	$C1_N$ (euro/num/kW)	$C2_N$ (euro/num/kW)
fino a 1,0 int./ut. oltre 1,0	fino a 2,0 int./ut. oltre 2,0	fino a 4,0 int./ut. oltre 4,0	0 (1)	1 (3)
e fino a 2,0 int./ut. oltre 2,0 int./ut.	e fino a 4,0 int./ut. oltre 4,0 int./ut.	e fino a 8,0 int./ut. oltre 8,0 int./ut.	2 (3)	5 (7)
			4 (5)	8 (10)

Indicatore di durata delle ISPRD lunghe (fino al 2015)

Ambiti ad alta concentrazione	Ambiti a media concentrazione	Ambiti a bassa concentrazione	$C1_N$ (euro/num/kW)	$C2_N$ (euro/num/kW)
fino a 25 minuti	fino a 40 minuti	fino a 60 minuti	6	12
oltre 25	oltre 40	oltre 60	18	36
e fino a 50 minuti	e fino a 80 minuti	e fino a 120 minuti		
oltre 50 minuti	oltre 80 minuti	oltre 120 minuti	24	48

Indicatore di durata delle ISPRD (dal 2016)

Ambiti ad alta concentrazione (>250.000 ut.)	Ambiti ad alta concentrazione	Ambiti a media concentrazione	Ambiti a bassa concentrazione	$C1_D$ (eurocent/ kW/min)	$C2_D$ (eurocent/ kW/min)
oltre 12,5 e fino a 22,5 (25) minuti	oltre 12,5 e fino a 22,5 (25) minuti	oltre 20 e fino a 36 (40) minuti	oltre 30 e fino a 54 (61) minuti	4	8
oltre 22,5 (25) e fino a 33 (39) minuti	oltre 22,5 (25) e fino a 27,5 (33) minuti	oltre 36 (40) e fino a 44 (52) minuti	oltre 54 (61) e fino a 66 (77) minuti	0	0
oltre 33 (39) minuti	oltre 27,5 (33) minuti	oltre 44 (52) minuti	oltre 66 (77) minuti	24 (18)	48 (36)

laddove i parametri risultano meno stringenti per le imprese distributrici che si avvalgono della facoltà prevista dall'art. 24 (in parentesi i valori di riferimento, là dove differenziati). Per il solo biennio pandemico 2020-2021 i coefficienti $C1_X$ e $C2_X$ sono stati ridotti (generalmente dimezzati).

A.2 Note sulla rilevazione QuEEN di RSE

L'altra dimensione principale della qualità della fornitura elettrica è costituita dalla qualità della tensione, che viene rilevata da ARERA tramite un sistema di monitoraggio completo dei buchi di tensione (Monitoraggio nazionale a livello di stazione AT/MT, MonNaLiSA) e dal sistema di monitoraggio campionario QuEEN di Ricerca sul sistema energetico SpA. Questo raccoglie i dati prodotti da circa 600 apparecchi di misura dislocati sul territorio italiano in prossimità di cabine primarie (trasformazione da AT a MT) e secondarie (trasformazione da MT a BT), valutandoli per punto di prelievo equivalente. Per la trasformazione a MT, i siti di misura sono considerati rappresentativi della casistica rilevata nella rete elettrica MT e corrispondono a circa l'11 per cento di quella rete di distribuzione. Secondo la definizione del sistema QuEEN, un buco di tensione consiste in una "riduzione temporanea della tensione efficace in un punto nel sistema di alimentazione

elettrica al di sotto di una soglia specificata. La soglia di inizio del buco è uguale al 90 per cento della tensione di riferimento”: quando la tensione scende a 0 si parla di interruzione. La severità dei buchi di tensione si definisce con le curve di immunità per le varie classi di apparecchiature che si connettono alla rete, in termini di durata e tensione residua. Un buco di tensione è di severità intermedia quando rende vulnerabili gli apparecchi definiti di classe 2 dalla direttiva EN-CEI 10590 (tipicamente apparecchiature connesse alla rete di distribuzione pubblica), mentre è di severità alta quando rende vulnerabili gli apparecchi di classe 3 (tipicamente apparecchiature di ambito industriale).

Bibliografia

Abeberese A.B., Ackah C.G., Asuming P.O. (2021), *Productivity losses and firm responses to electricity shortages: Evidence from Ghana*, The World Bank Economic Review, vol. 35(1), pp. 1-18.

Agency for the cooperation of energy regulators (2021), *Report on distribution tariff methodologies in Europe*.

Ajodhia V., Lo Schiavo L., Malaman R. (2006), *Quality regulation of electricity distribution in Italy: an evaluation study*, Energy Policy, vol. 34(13), pp. 1478-1486.

Allcott H., Collard-Wexler A., O'Connell S.D. (2016), *How do electricity shortages affect industry? Evidence from India*, American Economic Review, vol. 106(3), pp. 587-624.

Amadei F. (2005), *Continuity of supply: the experience of Enel Distribuzione during the regulatory period 2000-2003*, CIRED 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution.

ARERA (2018, 2019, 2020, 2021, 2022), Rapporto annuale.

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (2015), *Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo di regolazione*, documento per la consultazione n. 5/2015, www.arera.it/allegati/docs/15/005-15.pdf.

Banca d'Italia (2018), *Economie regionali. L'economia della Campania*, n. 15/2018.

Baqae D., Farhi E. (2019), *The macroeconomic impact of microeconomic shocks: Beyond Hulten's Theorem*, Econometrica, vol. 87(4), pp. 1155-1203.

Bargigia A., Cerretti A., Di Lembo G., Rogai S., Veglio G. (2003), *Telecontrol and automation on Enel Distribuzione's network: strategy and results*, CIRED 2003 - 17th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution.

Bertazzi A., Fumagalli E., Lo Schiavo L. (2005), *The use of customer outage cost surveys in policy decision-making: the italian experience in regulating quality of electricity supply*, Cired Paper No. 300/2005.

Bucci M., Gennari E., Ivaldi G., Messina G., Moller L. (2021), *I divari infrastrutturali in Italia: una misurazione caso per caso*, Banca d'Italia, Questioni di economia e finanza n. 635.

Cambini C., Croce A., Fumagalli E. (2014), *Output-based incentive regulation in electricity distribution: Evidence from Italy*, Energy Economics, vol. 45, pp. 205-216.

Cambini C., Fumagalli E., Rondi L. (2016), *Incentives to quality and investment: evidence from electricity distribution in Italy*, Journal of Regulatory Economics, vol. 49, pp. 1-32.

Cerretti A., Di Lembo G., Valtorta G. (2005), *Improvement in the continuity of supply due to a large introduction of Petersen coils in HV/MV substations*, CIRED 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution.

Cissokho L. (2019), *The productivity cost of power outages for manufacturing small and medium enterprises in Senegal*, Journal of Industrial and Business Economics, vol. 46(4), pp. 499-521.

- Daniele F., Pasquini A., Clò S., Maltese E. (2022), *Unburdening regulation: the impact of regulatory simplification on photovoltaic adoption in Italy*, Banca d'Italia, Temi di discussione n. 1387.
- Council of European energy regulators (2017), *Guidelines of good practice on electricity distribution network tariffs*, n. C16-DS-27-03.
- De Nooij M., Koopmans C., Bijvoet C. (2007), *The value of supply security. The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in networks*, Energy Economics, vol. 29(2), pp. 277-295.
- E-Distribuzione (2018, 2019, 2020, 2021), Piani di sviluppo.
- Enel (2020), Piano di sviluppo.
- Fabra N., Reguant M. (2014), *Pass-Through of emissions costs in electricity markets*, American Economic Review, vol. 104(9) pp. 2872-2899.
- Fantino D., Formai S., Mistretta A. (2021), *Firm characteristics and potential output: a growth accounting approach*, Banca d'Italia, Questioni di economia e finanza n. 616.
- Fumagalli E., Garrone P., Grilli L., Redondi R. (2007), *Proposte per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)*, Documento di consultazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, n. 36/07, appendice 3.
- Fumagalli E., Lo Schiavo L. (2009), *Regulating and improving the quality of electricity supply: the case of Italy*, European Review of Energy Markets, vol. 3(3), pp. 1-27.
- Fumagalli E., Lo Schiavo L., Paganoni A.M., Secchi P. (2009), *Statistical Analysis of Exceptional Events: The Italian Regulatory Experience*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24(3), pp. 1319-1327.
- Ganapati S., Shapiro J.S., Walker R. (2020), *The incidence of carbon taxes in U.S. manufacturing: Lessons from energy cost pass-through*, American Economic Journal: Applied Economics, vol. 12(2) pp. 303-342.
- Gonzales L.E., Ito K., Reguant M. (2022), *The dynamic impact of market integration: Evidence from renewable energy expansion in Chile*, NBER working paper n. 30016.
- Kim k., Cho Y. (2017), *Estimation of power outage costs in the industrial sector of South Korea*, Energy Policy, vol. 101, pp. 236-245.
- Lo Schiavo L., Malaman R., Villa F. (2005), *Continuity of electricity supply regulation driven by economic incentives: does it work? The Italian experience*, Cired 18th International conference on electricity distribution.
- Moyo B. (2012), *Do power cuts affect productivity? A case study of Nigerian manufacturing firms*, International Business & Economics Research Journal, vol. 11(10), pp. 1163-1174.
- Muehlegger E., Sweeney R.L. (2022), *Pass-Through of own and rival cost shocks: Evidence from the U.S. fracking boom*, Review of Economics and Statistics.
- Nicoletti G. (2012), *Mezzo secolo di vita per l'Enel, cento anni per le AEM*, Diritto dei servizi pubblici.
- Ovaere M., Heylen E., Proost S., Deconinck G., Van Hertem D. (2019) *How detailed value of lost load data impact power system reliability decisions*, Energy Policy, vol. 132, pp. 1064-1075.

Poczter S. (2017), *You can't count on me: The impact of electricity unreliability on productivity*, Agricultural and Resource Economics Review, vol. 46(3), pp. 579-602.

Reinikka R., Svensson J. (2002), *Coping with poor public capital*, Journal of Development Economics, vol. 69, pp. 51-69.

Shivakumar A., Welsch M., Taliotis C., Jakšić D., Baričević T., Howells M., Gupta S., Rogner H. (2017), *Valuing blackouts and lost leisure: Estimating electricity interruption costs for households across the European Union*, Energy Research & Social Science, vol. 34, pp. 39-48.

Soroush G., Cambini C., Jamasb T., Llorca M. (2021), *Network utilities performance and institutional quality: Evidence from the Italian electricity sector*, Energy Economics, vol. 96, pp. 1-14.

Targosz R., Manson J. (2007a), *Cost of poor power quality*, in Baggini A. (a cura di), Handbook of Power Quality, John Wiley and Sons.

Targosz R., Manson J. (2007b), *Pan European LPQI power quality survey*, Cired 19th International conference on electricity distribution, paper n. 0263.

Ter-Martirosyan A., Kwoka J. (2010), *Incentive regulation, service quality, and standards in U.S. electricity distribution*, Journal of Regulatory Economics, vol. 38, pp. 258-273.

Terna (2021a), *Piano di sviluppo 2021*.

Terna (2021b), *Proposta in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano*.