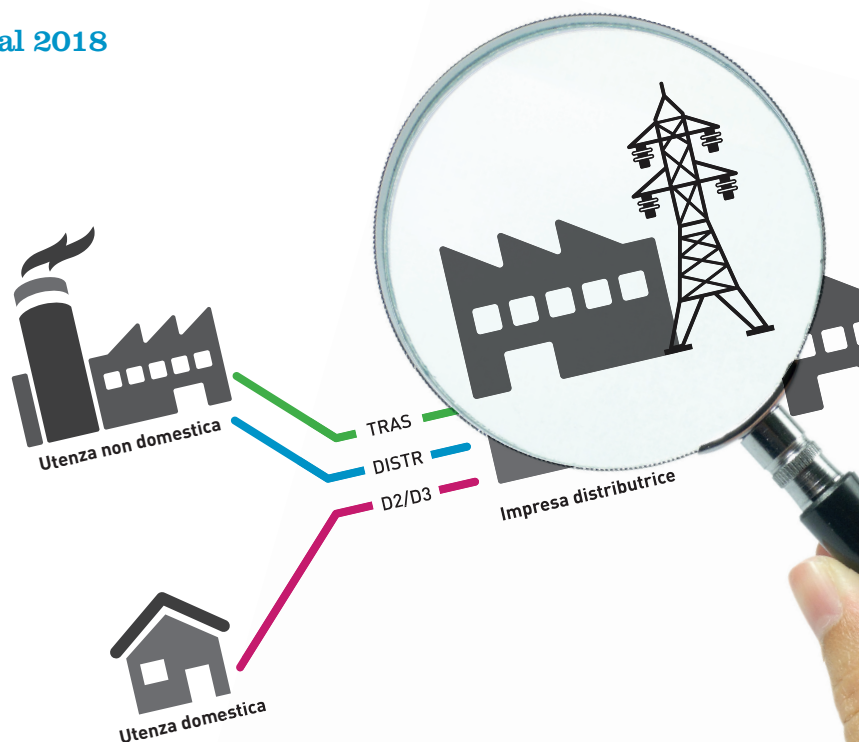


Energia elettrica, anatomia dei costi

Aggiornamento dati al 2018



RSEview

RIFLESSIONI SULLENERGIA

Energia elettrica, anatomia dei costi

Aggiornamento dati al 2018

Indice

1	Premessa	3
2	Il costo dell'energia elettrica (sintesi)	3
3	Il costo di approvvigionamento dell'energia (Capitolo. 4.1)	6
4	Il costo dei servizi di dispacciamento (Capitolo. 4.2)	18
5	Il costo dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura (Capitolo. 4.3)	31
6	Oneri generali di sistema (Capitolo. 4.4)	33
7	Riassunto della bolletta elettrica nazionale (Capitolo. 4.6)	36

Aggiornamento dei costi al 2018

1

PREMESSA

La presente appendice riporta l'aggiornamento all'anno 2018 delle più significative voci di costo riportate al capitolo 4 (*La bolletta elettrica nazionale e le sue principali componenti*) della monografia *RSEview* dal titolo *Energia elettrica, anatomia dei costi*, pubblicata a inizio 2014.

Per semplicità di consultazione le tabelle, le figure e i grafici aggiornati sono riportati facendo riferimento alla stessa numerazione di quelle del testo originale che vanno ad aggiornare.

Al fine di facilitare la consultazione, a ciascuna didascalia è stato aggiunto il numero di pagina della monografia in cui la tabella/figura è stata collocata.

2

IL COSTO DELL'ENERGIA ELETTRICA (SINTESI)

Nel 2018 la spesa complessiva sostenuta dal *Sistema Italia* (ossia pagata dalla collettività) per il consumo di energia elettrica è stimabile in circa 53,5 miliardi di euro, ripartiti in servizi di vendita (44 per cento), oneri generali (25 per cento), imposte (18 per cento) e servizi di rete (13 per cento). Il montante di spesa è aumentato nell'ultimo anno di quasi l'1 per cento risultando abbastanza in linea con la stima del volume di spesa degli ultimi 4 anni e in netta riduzione rispetto al valore stimato per il 2012 (-4,6 per cento).

Le voci di maggior incremento sono state quelle di servizi di vendita (+8,1 per cento) e la componente di imposta (+4,6 per cento, di cui 3,6 per cento solo la componente accisa) mentre quelle in diminuzione sono state relative agli oneri generali (-9,2 per cento) e ai servizi di rete (-1 per cento). In particolare, la componente dei servizi di vendita conferma l'inversione di tendenza osservata nel 2017, dopo cinque anni di progressivo calo; infatti negli ultimi due anni l'aumento di spesa è risultato del 24 per cento. Gli oneri generali, invece, dopo un progressivo aumento nel periodo 2012-2015 (incremento di quasi 5,4 miliardi nel 2015 rispetto al 2012), confermano l'inversione di tendenza vista nel periodo 2016-2017.

Negli ultimi tre anni la riduzione del montante di spesa vale quasi 2/3 l'incremento avuto nel periodo 2012-2015. Va osservato che nel 2018 la sola riduzione degli oneri generali ha permesso di assorbire circa il 70 per cento dell'incremento totale segnato dalle voci di spesa in aumento. Inoltre, a differenza del 2017, dove la compensazione apportata dagli oneri generali all'aumento di spesa complessiva è

stata imputata principalmente alla riduzione della componente A3¹ a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate, nel 2018, sebbene la componente A3 confermi più o meno lo stesso volume di riduzione avuto nel 2017, l'incremento significativo della componente Ae (componente AESOS nella nuova denominazione) ha di fatto quasi dimezzato il contributo in riduzione della componente A3.

Con riferimento alla composizione dei servizi di vendita, è risultato un aumento della componente di approvvigionamento (+14,1 per cento) e un decremento quasi di pari entità della spesa a copertura dei costi per la compravendita delle risorse per il servizio di dispacciamento (-14,7 per cento). In particolare, l'approvvigionamento, che rappresenta il 77 per cento dei servizi di vendita, ha risentito principalmente del significativo rialzo del prezzo dei combustibili. Infatti, da un lato la domanda nazionale di energia elettrica è rimasta praticamente invariata (variazione di appena +0,3 per cento) e la produzione nazionale è diminuita sensibilmente (-7,6 per cento da termoelettrico e -4,6 per cento da fotovoltaico, compensati da +11,7 per cento da produzione idroelettrica e +6,1 per cento da saldo estero) mentre dall'altro le quotazioni del gas naturale sui principali mercati europei hanno segnato un altro rialzo rafforzando così la crescita avviata nel 2017 dopo i livelli minimi raggiunti nel 2016; il mercato italiano del Punto di Scambio Virtuale-PSV, ad esempio, ha segnato un incremento del 22,5 per cento.

Di riflesso, quindi, il prezzo medio degli scambi all'ingrosso dell'energia elettrica ha avuto un rialzo del 13,5 per cento (MGP IPEX²) con un aumento, in valore assoluto, del Prezzo Unico Nazionale-PUN di 7,3 euro/MWh. Peraltro, considerato il contributo della produzione idroelettrica, con un livello superiore alla media dell'ultimo decennio, si può ritenere che tale generazione rinnovabile abbia contribuito al contenimento dell'effetto del rialzo del prezzo del gas sul PUN. Invece, la spesa per la compravendita delle risorse per il servizio di dispacciamento è diminuita grazie soprattutto alla riduzione della raccolta gettito derivante dal corrispettivo *uplift* (-17,5 per cento) e da quello a copertura dei costi sostenuti per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico (-45 per cento).

Inoltre, si conferma il peso rilevante della componente *uplift* (68 per cento dell'intero ammontare di spesa per la voce dispacciamento) sulla spesa per la compravendita delle risorse per il servizio di

1 *Comprendente le nuove voci di A_{3SOS} e A_{3RIM} al netto della riduzione introdotta dalla componente $A_{91/14SOS}$*

2 *Sistema Italian Power Exchange-IPEX per gli scambi sul Mercato del Giorno Prima-MGP.*

Aggiornamento dei costi al 2018

dispacciamento. Infine, la commercializzazione-vendita si è mantenuta al valore di spesa del 2017; si osserva che il valore del 2017 ha risentito principalmente dell'aumento segnato nell'anno 2016 dai corrispettivi di "commercializzazione e vendita" deciso dall'Autorità: infatti, il montante costo è aumentato sensibilmente fino al 2015 (incremento del 15 per cento rispetto al 2010) per poi quasi raddoppiare nel 2016 e crescere ulteriormente del 3 per cento circa nel 2017.

Gli oneri generali raggruppano, per semplicità espositiva, le componenti tariffarie finalizzate alla copertura degli oneri generali di sistema (componenti A) e quelle assimilabili (componenti UC³ e MCT, in quanto derivano da imposizioni normative)⁴. Le componenti di tipo A hanno pesato sull'intero ammontare della voce "oneri generali" per circa il 95 per cento; in particolare, la sola componente a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (A3) ha pesato per quasi l'80 per cento, una percentuale che si conferma in linea con quella degli anni precedenti. Dato il peso rilevante della A3, una riduzione del 15 per cento ha pesato per quasi 2 miliardi di euro sugli oneri generali; in termini assoluti, tuttavia, rispetto al 2017, lo stesso volume di riduzione non ha avuto lo stesso effetto in quanto nel 2018 si è visto un aumento di 1,2 miliardi della componente Ae, il che ha di fatto vanificato l'effetto della riduzione avuta dalla componente A3; l'aumento di Ae è da ricondurre principalmente alla decisione dell'Autorità di voler recuperare negli anni 2018 e 2019 un *deficit* pregresso (circa 800 milioni di euro) dovuto all'azzeramento della stessa nell'anno 2016.

I servizi di rete fanno riferimento alle componenti tariffarie definite dall'Autorità per la copertura dei costi per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura. Il sistema di distribuzione ha pesato per circa il 75 per cento; in termini di variazione, invece, su una riduzione di quasi 70 milioni rispetto al 2017, l'incidenza della distribuzione è stata di circa l'80 per cento. Il montante totale per i servizi di rete non ha mostrato una significativa variazione rispetto agli ultimi anni attestandosi sempre attorno a 7 miliardi di euro.

Dividendo il costo complessivo per il livello di consumo nazionale si ottiene una stima del costo unitario dell'energia elettrica per l'intera collettività. In particolare nel 2018 tale costo unitario è stimabile in 17,62

³ In particolare le componenti UC3 e UC6 non hanno natura di oneri generali ma sono destinate a coprire meccanismi perequativi di costi di rete di trasmissione, distribuzione e misura, in regime di tariffa unica nazionale.
⁴ Il TIT di cui alla delibera n. 654/15 (Allegato A) specifica l'applicazione come indicato all'articolo 39.4 (che richiama l'articolo 39.3 relativo alle voci di UC3 e UC6).

centesimi di euro per ogni kWh prelevato, circa lo 0,5 per cento in più rispetto al 2017 e circa il 3,5 per cento in meno rispetto al 2012.

3

IL COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO DELL'ENERGIA (Capitolo 4.1)

Punti di prelievo e livello dei consumi finali

Le Tabella 4.1 e Tabella 4.2 mostrano l'evoluzione delle utenze, in termini di punti di prelievo e di energia prelevata dalla rete come risulta dal volume delle vendite finali dichiarate dai venditori, suddivise per le tre categorie di clienti finali previste dal regime tariffario in vigore dal 1° luglio 2007 (clienti in regime di Mercato Libero, clienti in regime di Maggior Tutela, clienti in regime di Servizio di Salvaguardia)⁵.

Nel corso di 11 anni (2008-2018) il numero dei punti di prelievo in Italia è variato di poco, passando da circa 35,6 milioni nel 2008 a circa 36,8 milioni nel 2018 (+3,3 per cento)⁶. Tuttavia, nell'ultimo anno si è avuta un'ulteriore contrazione (iniziata già nel 2008) dei punti di prelievo serviti in regime di Maggior Tutela (-8,2 per cento) passando così, sul totale dei punti di prelievo rilevati, dal 91,2 per cento nel 2008 al 53,6 per cento nel 2018. Tale contrazione è stata riassorbita quasi interamente dal mercato libero (circa 92,1 per cento): infatti, i clienti liberi sono passati dall'8,3 per cento nel 2008 al 46,2 per cento nel 2018. Dal punto di vista della composizione dei clienti finali appartenenti a un tipo di mercato, invece, si sono confermate quasi le stesse percentuali del 2017: nel regime di Maggior Tutela circa l'84,5 per cento dei punti di prelievo è costituito da clienti domestici mentre in quello di Mercato Libero la stessa tipologia di utenti è rappresentata da circa il 75,4 per cento dei punti di prelievo (nel 2008 la stessa tipologia di clienti aveva una composizione percentuale, rispettivamente nei due mercati, di 83,3 per cento e 29,6 per cento).

Per quanto riguarda l'energia prelevata, invece, come mostra la Tabella 4.2 relativa ai volumi delle vendite finali (al netto degli autoconsumi e

⁵ Il regime di Maggior Tutela e quello di Servizio di Salvaguardia sono istituiti dal 1° luglio 2007 ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito poi in legge dalla legge 3 agosto 2007, n. 125.

⁶ I punti di prelievo sono individuati in maniera approssimata sulla base di una stima dei consumi effettuata secondo il criterio pro-die, ossia considerando convenzionalmente costante il consumo giornaliero (ARERA).

Aggiornamento dei costi al 2018

delle perdite)⁷, nel 2018 gli utenti finali in regime di Maggior Tutela hanno prelevato circa il 17,7 per cento dell'energia venduta ai clienti finali (circa 255,1 TWh); la quota rimanente è stata prelevata principalmente dagli utenti che hanno optato per il regime di Mercato Libero (80,6 per cento). Rispetto al 2008, l'energia prelevata dai clienti in regime di Maggior Tutela si è ridotta a 45,3 TWh circa (-49,3 per cento) mentre quella prelevata dai clienti liberi si è portata a 205,6 TWh circa (+13,4 per cento); la quota rimanente di circa 4,3 TWh è rappresentata dal prelievo dei clienti in regime di Salvaguardia (circa 2/3 in meno di quella prelevata nel 2008).

Va notato che la contrazione vista dei prelievi tra il 2008 e il 2018 per i clienti in regime di Maggior Tutela e di Salvaguardia è il risultato anche di un *trend* in diminuzione dei consumi finali (-10 per cento nel periodo 2008-2018) per cui il recupero osservato sul consumo dei clienti in regime di Mercato Libero è da ritenersi solo parziale; in pratica, su 52,6 TWh di riduzione del consumo finale da parte dei clienti appartenenti al regime regolato solo il 46,1 per cento circa è stato riassorbito dal mercato libero. Inoltre, il recupero dei consumi sul mercato libero va attribuito principalmente ai clienti domestici; infatti, i clienti non domestici mostrano un sensibile aumento del prelievo solo a partire dal 2015, dopo un minimo raggiunto nel 2014.

(pagina 98)

TABELLA 4.1

Evoluzione delle utenze per categoria e tipo di mercato. (Fonte: ARERA)

Punti di prelievo [migliaia]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Mercato di Maggior Tutela	32.445	31.637	30.584	27.821	27.821	26.608	25.407	24.215	23.338	21.455	19.704
domestico	27.017	26.453	25.424	24.016	23.173	22.204	21.203	20.313	19.619	18.083	16.659
non domestico	5.429	5.184	5.160	4.775	4.648	4.404	4.204	3.902	3.718	3.371	3.046
Mercato di Salvaguardia	192	130	111	107	113	93	75	85	90	91	80
Mercato Libero	2.945	4.266	5.914	7.700	8.713	10.232	11.700	12.754	13.968	15.349	16.972
domestico	871	1.828	3.236	4.826	5.798	7.105	8.425	9.401	10.278	11.449	12.794
non domestico	2.074	2.439	2.679	2.874	2.915	3.127	3.275	3.353	3.690	3.901	4.179

⁷ Il dato complessivo sulle vendite finali per l'anno 2018 rappresenta approssimativamente circa il 91 per cento del consumo finale stimato dal gestore di rete Terna per lo stesso periodo (ARERA).

(pagina 98)

TABELLA 4.2

Evoluzione dei consumi per categoria e tipo di mercato. (Fonte: ARERA)

Volumi energia [GWh]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Mercato di Maggior Tutela	89.288	84.065	79.328	73.503	69.850	63.832	57.963	56.892	52.693	49.979	45.271
domestico	59.584	57.302	54.182	49.425	46.664	42.657	38.626	37.967	35.058	33.495	30.658
non domestico	29.705	26.764	25.146	24.078	23.186	21.176	19.337	18.925	17.635	16.484	14.613
Mercato di Salvaguardia	12.820	7.225	6.306	5.776	5.161	4.407	3.253	3.817	4.224	4.309	4.269
Mercato Libero	181.370	179.942	180.130	196.303	189.486	189.707	186.587	195.259	197.130	202.140	205.583
domestico	2.443	5.089	8.865	12.565	14.597	16.881	18.833	21.208	22.073	24.256	26.520
non domestico	178.927	174.853	171.265	183.738	174.889	172.826	167.754	174.050	175.058	177.884	179.062

(pagina 101)

Domanda dei clienti in regime di Maggior Tutela

Il soggetto incaricato di approvvigionare l'energia dal mercato all'ingrosso per le utenze in regime di Maggior Tutela è l'Acquirente Unico (AU). Esso opera sui settori di mercato disponibili con criteri di economicità e trasparenza come grossista per un settore di mercato regolamentato dall'Autorità con l'obiettivo di diversificare le modalità di approvvigionamento per contenere il rischio.

Come mostrato in Figura 4.1, la composizione del portafoglio acquisti nel 2018 risulta quasi interamente costituita da acquisti effettuati sul Mercato del Giorno Prima – MGP e sul Mercato dei Prodotti Giornalieri – MPEG, confermando così le nuove modalità di acquisto dell'AU iniziate nell'anno precedente. Occorre ricordare, infatti, che, per effetto della delibera n. 633/2016 (Riforma delle condizioni di erogazione del servizio di Maggior Tutela) con effetto dal 1° gennaio 2017, il volume degli acquisti di AU si realizza esclusivamente sui Mercati a Pronti (MGP e MPEG), senza alcun tipo di contratto di copertura. Conseguentemente gli acquisti che nel precedente periodo (fino al 2016) si realizzavano sulla piattaforma “a termine” sono stati riassorbiti dagli acquisti su MGP e MPEG.

Complessivamente il totale degli acquisti dell'AU si è attestato a 49.944 GWh⁸, circa il 9,1 per cento in meno del volume acquistato nel 2017.

8 Il volume di energia approvvigionata è al lordo di eventuali sbilanciamenti. In termini di energia effettivamente consegnata, infatti, si hanno 45.817 GWh circa (dati statistici Terna).

Aggiornamento dei costi al 2018

FIGURA 4.1

Approvvigionamento di energia per il servizio di Maggior Tutela nel 2018. (Fonte: AU)



(pagina 101)

Costo d'acquisto energia per clienti in regime di Maggior Tutela

La Tabella 4.3 mostra l'evoluzione dei costi sostenuti dall'AU per l'approvvigionamento dell'energia nel periodo compreso tra il 2009 e il 2018. Nel 2018 il costo dell'energia per il mercato di Maggior Tutela si è attestato intorno ai 3 miliardi di euro, un valore nettamente inferiore a quello del 2009 (-59,4 per cento). Questa variazione del volume di spesa risente sia della contrazione generale dei consumi che del progressivo trasferimento dei clienti finali verso il regime di Mercato Libero. La Tabella riporta anche il costo medio unitario di acquisto, calcolato come rapporto tra il costo di approvvigionamento e il volume di energia approvvigionata per il servizio di Maggior Tutela, confrontato con la media pesata, ossia ponderata per la quantità annua di energia approvvigionata, del prezzo unico nazionale (PUN) del mercato elettrico. Si osserva che, ad eccezione degli anni 2011 e 2018, nel periodo osservato il costo medio di approvvigionamento è risultato leggermente più elevato rispetto al valore del PUN (prezzo di Borsa); il differenziale, con un massimo di 13,45 euro/MWh nel 2009, può essere visto come il costo aggiuntivo che si paga per cercare di tenere il prezzo di acquisto al riparo dalle volatilità di Borsa.

TABELLA 4.3

Evoluzione del costo della componente energia per il servizio di Maggior Tutela. (Fonte: elaborazione RSE su dati AU e GME)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Costo energia Maggior Tutela [M€]	7.676	6.462	6.305	6.262	5.148	4.118	3.547	2.735	3.129	3.120
Costo medio [€/MWh]	80,85	71,55	74,42	79,87	72,61	65,03	58,49	47,00	56,94	62,46
PUN (media pesata annua) [€/MWh]	67,40	66,71	74,45	78,42	65,07	53,91	54,24	44,29	56,13	62,96

(pagina 102)

Costo per le attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio per i clienti in regime di Maggior Tutela

La figura che eroga il servizio di Maggior Tutela applica ai propri clienti finali un corrispettivo a copertura dei costi per le attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio (componente PCV, come indicato nel Testo Integrato Vendita – TIV). Tale corrispettivo è regolamentato dall'Autorità e definito distintamente per tipologia clienti per punti di prelievo in bassa tensione (BT): domestico, non domestico e illuminazione (pubblica). Il corrispettivo è determinato in modo tale da non alterare la concorrenza o creare potenziali barriere alla scelta dei venditori nel mercato libero da parte dei clienti finali aventi diritto alla Maggior Tutela e per garantire parità di trattamento tra i clienti aventi le medesime caratteristiche, al fine di trasferire ai clienti finali il corretto segnale di prezzo relativo all'attività di commercializzazione.

Il corrispettivo (espresso in euro/punto di prelievo) applicato ai clienti domestici è rimasto invariato nel periodo 2008-2015 e posto pari al valore di 30 euro/punto⁹. Nel 2016 l'Autorità ha introdotto elementi di revisione in ragione del processo di evoluzione del servizio di maggior tutela e del mutato quadro regolatorio. Questi interventi hanno prodotto un aumento sensibile del corrispettivo stesso in quanto con l'introduzione del servizio di ultima istanza¹⁰ si prevede

⁹ Per il periodo 1° luglio–31 dicembre 2007 il corrispettivo valeva 214,19 centesimi di euro/punto/anno, un livello pari alla componente COV a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita ai clienti del previgente mercato vincolato (DCO n. 48/07).

¹⁰ Il processo di maturazione del mercato retail nel segmento dei clienti di piccola dimensione si completerà con il superamento dell'alternanza tra servizio di Maggior Tutela e Mercato Libero, lasciando solamente, in via transitoria, un servizio di ultima istanza.

Aggiornamento dei costi al 2018

un aumento del costo unitario di commercializzazione per cliente. Nel 2018 il corrispettivo per i clienti domestici è stato fissato a circa 57,8 euro/punto (incremento del 93 per cento rispetto al 2015), confermando così il valore indicato per l'anno 2017.

Il corrispettivo (espresso in euro/punto di prelievo) applicato ai punti di prelievo non domestici è rimasto invariato nel periodo 2008-2012 e posto pari a 49,7 euro/punto¹¹. Dal 2013 il valore viene aggiornato con un leggero aumento per tener conto di variazioni principalmente connesse alla morosità dei clienti stessi, oltre che degli effetti del processo di evoluzione del servizio di Maggior Tutela. Nel 2018 il corrispettivo è stato fissato a circa 118,4 euro/punto (incremento del 138 per cento rispetto al 2012), confermando così il valore indicato per l'anno 2017.

Il corrispettivo (espresso in centesimi di euro/kWh in prelievo) applicato ai punti di prelievo per l'illuminazione pubblica è rimasto invariato nel periodo 2008-2012 e posto pari a 0,133 centesimi di euro/kWh¹². Dal 2013 il valore viene aggiornato con un leggero aumento per tener conto di variazioni principalmente connesse alla morosità dei clienti stessi, oltre che degli effetti del processo di evoluzione del servizio di maggior tutela. Nel 2018 il corrispettivo è fissato a 0,317 centesimi di euro/kWh (incremento del 138 per cento rispetto al 2012), confermando così il valore indicato per l'anno 2017.

In Tabella 4.4 è mostrato il costo per le attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio sostenuto dai clienti in regime di Maggior Tutela nel periodo 2009-2018. Complessivamente nel periodo 2009-2015 il costo di commercializzazione e vendita per i clienti di Maggior Tutela si è attestato intorno al valore di $0,9 \div 1$ miliardi circa di euro con una diminuzione media annua del 2,5 per cento circa a partire dal 2009; nel 2016, invece, il costo complessivo ha superato poco più 1,5 miliardi di euro (+ 56 per cento circa di aumento rispetto agli anni 2009-2015); tale incremento va imputato principalmente all'aumento del corrispettivo deciso dall'Autorità. Nel 2018 la voce di costo è diminuita dell'8,4 per cento (tale riduzione è dovuta soprattutto al trasferimento di utenti verso il Mercato Libero) riducendo così del 34 per cento l'incremento avuto negli anni 2009-2015.

¹¹ Per il periodo 1° luglio–31 dicembre 2007 il corrispettivo valeva 328,25 centesimi di euro /punto/anno, un livello pari alla componente COV a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita ai clienti del previgente mercato vincolato (DCO n. 48/07).

¹² Per il periodo 1° luglio–31 dicembre 2007 il corrispettivo valeva 0,01 centesimi di euro /kWh (un livello pari alla componente a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita ai clienti del Mercato Vincolato).

Occorre osservare che la parte di costo che eccede la copertura della remunerazione consentita alle imprese venditrici per commercializzazione e vendita definita dall'Autorità viene restituita successivamente ai clienti finali attraverso un meccanismo di perequazione (componente $DISP_{BT}$, come indicato nel Testo Integrato Vendita – TIV), per cui il costo complessivo evidenziato rappresenta una stima per eccesso (ad esempio, ogni punto di prelievo domestico pagherà un po' meno del valore corrispettivo applicato).

TABELLA 4.4

Evoluzione dei costi di commercializzazione e vendita per il servizio di Maggior Tutela. (Fonte: stime RSE su dati ARERA)

Costo commercializzazione e vendita	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Domestico [M€]	794	763	720	695	666	636	609	1.077	1.045	963
Non domestico [M€]	256	255	236	230	305	309	290	429	397	358
Illuminazione [M€]	1,0	0,7	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7	1,1	1,3	1,2
Complessivo [M€]	1.050	1.018	957	926	972	946	900	1.506	1.443	1.322

(pagina 103)

Costo d'acquisto e di commercializzazione per utente domestico tipo

In Tabella 4.5 si riporta una stima dei costi in bolletta per l'utente domestico tipo (3 kW di potenza impegnata, 2.700 kWh di consumo annuo) dovuti all'acquisto dell'energia e alle attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio. La stima è ottenuta da elaborazioni degli aggiornamenti trimestrali delle componenti tariffarie pubblicate dall'Autorità (corrispettivo PE a copertura dei costi sostenuti dall'AU per l'approvvigionamento di energia, corrispettivo PCV di commercializzazione e vendita e relativa quota a restituzione del differenziale $DISP_{BT}$).

La componente energia è strettamente legata all'andamento dei costi effettivi o stimati delle attività dell'AU, tenuto conto anche della componente di perdite. La componente di commercializzazione e vendita segue invece un andamento secondo quanto accennato sopra. Come già anticipato, si nota come la componente per i servizi di commercializzazione e vendita risulti più bassa rispetto ai valori del corrispettivo applicato, per effetto della perequazione delle eccedenze, portando la spesa per l'acquisto di energia e per la commercializzazione nell'attività di vendita al dettaglio per l'utente domestico tipo a 189 e 45 euro nel 2018 rispettivamente.

Aggiornamento dei costi al 2018

Rispetto al 2009, si osservano una riduzione del 18 per cento della componente energia e un aumento del 145 per cento della componente di commercializzazione/vendita. Si osserva inoltre che in soli due anni (2017-2018) l'incremento della spesa per l'acquisto dell'energia ha vanificato quasi il 60 per cento della riduzione di spesa conseguita nel periodo 2009-2016 (massima riduzione di 97 euro raggiunta nel 2016). Considerando il consumo annuo di 2.700 kWh, i valori di Tabella 4.5 corrispondono per il 2018 ad un costo unitario di 7 e 1,7 centesimi di euro/kWh. per la componente energia e commercializzazione/vendita rispettivamente.

TABELLA 4.5

Spesa annua per la componente energia e commercializzazione e vendita per utente domestico tipo in regime di Maggior Tutela.

(Fonte: elaborazione RSE su dati ARERA)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Componente energia [€/anno]	230	214	220	241	216	194	167	133	161	189
Componente commercializzazione e vendita [€/anno]	18	18	19	21	21	21	24	41	45	45

(pagina 104)

Costo d'acquisto per clienti nel Mercato Libero

Volendo stimare un costo approssimativo per l'acquisto di energia pagato dai clienti afferenti al Mercato Libero, è possibile ipotizzare che tutti gli acquisti passino dalla Borsa elettrica; sotto questa ipotesi il volume approvvigionato dal Mercato Libero sarà la differenza tra gli acquisti totali sulla Borsa (al netto dei consumi per i pompaggi idroelettrici) e le quantità approvvigionate dall'AU per la Maggior Tutela; tale differenza potrà essere monetizzata con la media pesata annua del PUN risultante dal Mercato del Giorno Prima. In Tabella 4.6 si riporta la stima del costo di acquisto per i clienti serviti nel Mercato Libero nel periodo 2009-2018.

Nell'ultimo anno la spesa dei clienti liberi è aumentata del 17,6 per cento, per effetto sia di un aumento sensibile del volume degli acquisti (+ 4,9 per cento) sia di un rialzo della media pesata del PUN (+ 12,2 per cento). Rispetto al periodo 2010-2013, in cui gli acquisti si sono mantenuti stabili attorno al valore di 216 TWh circa, nel 2018 si conferma il *trend* di crescita degli acquisti iniziato dal 2015, dopo il minimo raggiunto nel 2014 (213 TWh circa). Il PUN

(media pesata annua), invece, mostra un aumento del 12,2 per cento rispetto al 2017 confermando il cambio di tendenza iniziato nel 2017 stesso; infatti dopo aver raggiunto un massimo di 78,42 euro/MWh nel 2012, aveva iniziato a diminuire raggiungendo un minimo di 44,29 euro/MWh nel 2016. Tuttavia, rispetto al volume del 2012, la spesa nel Mercato Libero si mostra ancora in riduzione del 10,2 per cento.

TABELLA 4.6

Stima del costo della componente energia per il Mercato Libero.

(Fonte: elaborazione RSE su dati AU e GME)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Volumi Mercato Libero [GWh]	208.417	219.965	220.722	214.318	218.782	213.088	221.001	221.124	228.556	239.653
PUN (media pesata annua) [€/MWh]	67,40	66,71	74,45	78,42	65,07	53,91	54,24	44,29	56,13	62,96
Costo energia mercato libero [M€]	14.046	14.674	16.432	16.808	14.236	11.488	11.988	9.793	12.828	15.089

(pagina 104)

Costo delle attività di commercializzazione per la vendita al dettaglio per clienti nel Mercato Libero

Per quanto riguarda il costo di commercializzazione e di vendita risulta molto più difficile quantificare un valore, dal momento che non esiste una tariffa regolata, ma la stessa dipende esclusivamente dalle condizioni contrattuali pattuite tra venditori e consumatori. Una possibile approssimazione è quella di applicare ai punti di prelievo le stesse voci per la componente di commercializzazione e vendita del servizio di Maggior Tutela, essendo comunque tali voci calcolate sulla base dei costi medi sostenuti dalle imprese nel libero mercato. In Tabella 4.7 si riportano i valori stimati per il periodo 2009-2018. Tale costo ha subito una variazione media annua di circa 60 milioni di euro nel periodo 2009-2015 mentre nel solo 2016 la spesa complessiva è quasi raddoppiata; nel biennio 2017-2018 la spesa ha proseguito ad aumentare segnando un incremento del 25 per cento rispetto al 2016. L'aumento degli ultimi anni è principalmente legato all'incremento del corrispettivo unitario applicato ai clienti in regime di Maggior Tutela.

Aggiornamento dei costi al 2018

TABELLA 4.7

Stima dei costi di commercializzazione e vendita per il Mercato Libero.

(Fonte: elaborazione RSE su dati ARERA)

Costo commercializzazione e vendita	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Domestico [M€]	55	97	145	174	213	253	282	564	662	739
Non domestico [M€]	112	123	132	135	202	225	233	397	435	468
Illuminazione [M€]	6	7	7	7	10	10	10	17	14	14
Complessivo [M€]	173	227	284	316	425	488	525	978	1.111	1.221

(pagina 105)

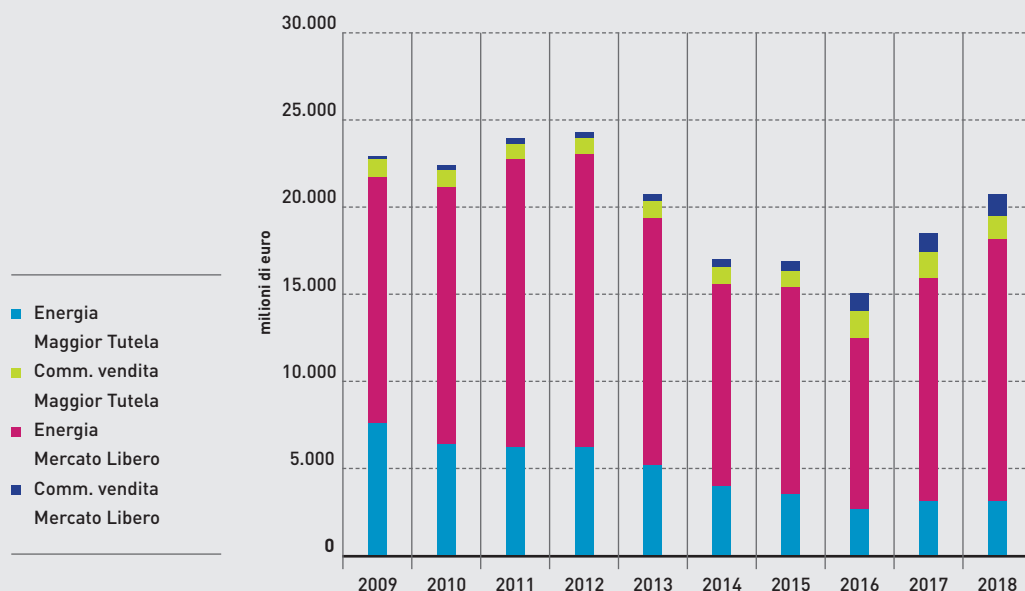
Costo di acquisto e di commercializzazione e vendita nel Sistema Italia

La Figura 4.2 fornisce un quadro generale dei costi sostenuti dal Sistema Italia per l'acquisto dell'energia, la commercializzazione e la vendita, sommando i contributi di Mercato Libero e di Maggior Tutela. Dopo un sostanziale aumento fino al 2012 e un calo progressivo fino al 2016, nel

FIGURA 4.2

Costi totali per energia, commercializzazione e vendita del sistema.

(Fonte: elaborazione RSE su dati AU, GME, ARERA)



2017 si ha un cambio di tendenza del montante costo fino a portare a + 38 per cento l'aumento nel 2018 rispetto al 2016; tuttavia, rispetto al 2012, il montante si mostra ancora in riduzione del 14,6 per cento.

(pagina 105)

Costo di acquisto e di commercializzazione e vendita del Sistema Italia nel 2018

In Tabella 4.8 si riporta una sintesi dei costi per l'anno 2018. Il totale costo raggiunto è di circa 21 miliardi di euro, in aumento rispetto al 2017, quando il costo totale si è attestato attorno ai 18,5 miliardi di euro.

TABELLA 4.8

Dettaglio dei costi totali per energia, commercializzazione e vendita per l'anno 2018.

	Componente energia	Componente commercializzazione e vendita	Totale
Maggior Tutela [M€]	3.120	1.322	4.442
Mercato Libero [M€]	15.089	1.221	16.311
Totale mercato Italia [M€]	18.209	2.544	20.753

(pagina 106)

Prezzi medi finali per utente domestico nel Mercato Libero e di Maggior Tutela

Sulla base delle rilevazioni effettuate dall'Autorità, è possibile confrontare il prezzo finale di Mercato Libero con quello applicato nel regime di Maggior Tutela, con particolare riferimento alla componente di approvvigionamento. Come è mostrato in Tabella 4.8 bis, per i prezzi medi applicati al cliente domestico tipo¹³, si evidenzia un cambio di tendenza nel 2018 dopo una progressiva riduzione sia nel Mercato Libero che in quello di Maggior Tutela; inoltre i due prezzi unitari mostrano un progressivo allineamento.

¹³ Cliente domestico con consumo annuo pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW.

Aggiornamento dei costi al 2018

TABELLA 4.8 bis

**Prezzi medi finali (componente approvvigionamento)
nel periodo 2012-2018. (Fonte: ARERA)**

Anno	Tipologia cliente	Mercato Libero [€/MWh]	Mercato di Maggior Tutela [€/MWh]	Differenza (%)
2018	Domestico tipo*	105,8	101,80 ¹⁴	-3,8
2017	Domestico tipo*	98,7	90,80	-8
2016	Domestico tipo*	93,80	80,62	-14
2015	Domestico tipo*	93,63	83,28	-11
2014	Domestico	117,10	97,80	-16
	Non domestico	98,17	102,83	5
	Totale clienti (Domestico tipo*)	103,41 (114,93*)	99,48 (95,02*)	-4 (-17,3*)
2013	Domestico	121,03	103,74	-16,7
	Non domestico	106,99	109,10	1,9
	Totale clienti (Domestico tipo*)	110,47 (119,76*)	105,52 (101,58*)	-4,7 (-15,2*)
2012	Domestico	114,97	108,41	-6,1
	Non domestico	112,50	106,98	-5,2
	Totale clienti (Domestico tipo*)	113,06 (113,5*)	107,93 (106,85*)	-4,8 (-5,9*)

(*) Per gli anni 2015 e 2018, sulla base dei dati ARERA disponibili, il valore indicato fa riferimento al cliente domestico con consumo annuo di 2.500-3.500 kWh, che include quindi il consumo del cliente domestico tipo preso in esame. Per motivi di confronto sono stati riportati anche i valori per cliente tipo negli anni precedenti (2012-2014).

¹⁴ Il dato annuo per cliente domestico tipo è ottenuto come media dei valori trimestrali della componente "Materia energia", pubblicati da ARERA.

(pagina 111)

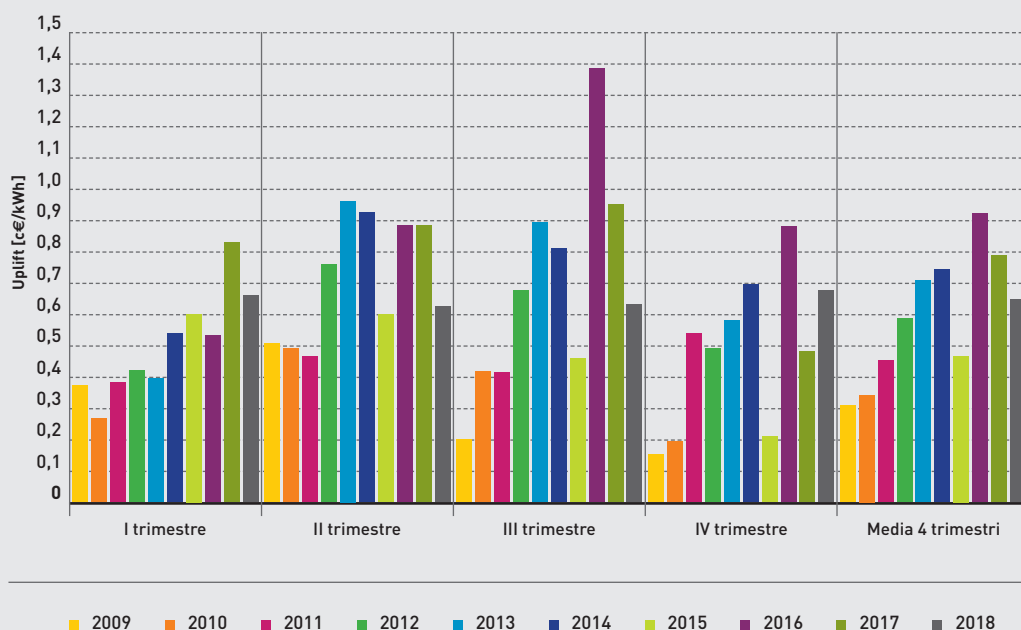
Andamento dell'*uplift*

A copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione del sistema, il gestore della rete di trasmissione (Terna) calcola un corrispettivo unitario (*uplift*) da applicare nella tariffa elettrica dei clienti finali in prelievo. L'*uplift*, espresso in centesimi di euro per ogni kWh di energia prelevata, è calcolato su base trimestrale come rapporto fra il saldo ottenuto dai proventi e oneri relativi alle voci di costo dettagliate secondo quanto indicato nell'articolo 44, comma 44.1, della delibera n. 111/06 e successive modifiche/integrazioni, e la migliore stima dell'energia elettrica prelevata dalle unità di consumo a livello nazionale.

FIGURA 4.3

Evoluzione dell'*uplift* nel periodo 2009-2018.

(Fonte: elaborazione RSE su dati Terna)



Aggiornamento dei costi al 2018

In Figura 4.3 è mostrata l'evoluzione nel periodo 2009-2018 dell'*uplift* calcolato da Terna, al lordo dell'aliquota di ITC (*InterTSO Compensation mechanism*) "a copertura degli oneri derivanti a Terna dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica"¹⁵.

Nel periodo 2009-2014 il corrispettivo di *uplift* è aumentato, su base annua, "quasi" in maniera lineare passando da 0,31 a 0,74 centesimi di euro per ogni kWh prelevato; occorre osservare che il 2014 è l'ultimo anno di grande sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili (principalmente fotovoltaica). Nel 2015 si è evidenziata una significativa contrazione per effetto principalmente della piena operatività nella regione Sicilia delle disposizioni del decreto legge 91/114 (articolo 23, comma 3-bis), modificato e convertito in legge dalla legge 116/2014¹⁶, che ha prodotto, come riportato nel Piano di Sviluppo 2016 Terna, una sensibile riduzione dei prezzi offerti su MSD. Nel 2016 il significativo rialzo dell'*uplift* è riconducibile al comportamento anomalo adottato da alcuni operatori sui mercati dell'energia e dei servizi nel primo semestre; tale comportamento, come evidenziato dall'Autorità, ha avuto particolari ripercussioni sull'andamento del mercato dei servizi (MSD). Dal 2016, anno in cui il valore trimestrale del corrispettivo ha raggiunto un massimo storico di 1,4 centesimi di euro per ogni kWh prelevato, si osserva un cambio di verso dell'andamento dell'*uplift*; tale andamento risente evidentemente anche degli effetti dei provvedimenti adottati dall'Autorità per contrastare i potenziali abusi da parte di alcuni operatori. Nell'ultimo

¹⁵ Per l'anno 2018 l'aliquota di ITC è stata fissata a 0,0096 centesimi di euro/kWh (I trimestre) e 0,0084 centesimi di euro/kWh (II-IV trimestri).

¹⁶ Articolo 23 comma 3-bis del dl 91/14 modificato e convertito in legge con Legge 116/2014: [...] Fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" [...] le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia sono considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e hanno l'obbligo di offerta sul mercato del giorno prima. [...] Le disposizioni sono state recepite con la deliberazione n. 521/2014/R/EEL (e modificate con n. 639/2014/R/EEL, n. 667/2014/R/EEL e n. 668/2014/R/EEL). Queste disposizioni sono state confermate anche per la durata del primo semestre del 2016 (deliberazione n. 496/2015/R/EEL). In ottemperanza all'ex-dl 91/14 Terna aggiorna annualmente la lista delle UP essenziali; nella zona Sicilia sono entrati nel 2015 14 impianti invece dei tre siti produttivi individuati per il 2014 e il 2016 (secondo semestre). Si ricorda che l'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" è entrato in esercizio in data 28 maggio 2016 con pieno regime da ottobre 2016 (dopo 4 mesi di regolazioni tecniche).

anno (2018) il corrispettivo medio annuo vale circa 0,65 centesimi di euro per ogni kWh prelevato, un valore più che doppio di quello del 2009 ma circa il 30 per cento in meno del valore registrato nel 2016.

(pagina 112)

Modulazione eolica

Nei periodi di elevata disponibilità della fonte eolica può capitare che la produzione di un parco eolico non sia totalmente “evacuabile” a causa della limitata capacità di trasporto della rete di sub-trasmissione. Contestualmente, Terna riconosce al produttore un corrispettivo a compensazione della mancata produzione e conseguente vendita di energia eolica. Per ciascuna ora di validità dell'ordine di dispacciamento per la riduzione o interruzione dell'immissione, la mancata produzione di ogni unità eolica oggetto di ordine di dispacciamento è remunerata al prezzo di mercato MGP della zona di mercato di appartenenza dell'impianto, come prevedono la delibera n. 5/10 e successive modifiche/integrazioni. Gli oneri di modulazione eolica vengono recuperati attraverso l'applicazione di un corrispettivo unitario (di seguito etichettato come “MOD-EOL”) sulla tariffa elettrica dei clienti finali¹⁷.

In Figura 4.4 è mostrato l'andamento, su base trimestrale e come valor medio annuo, del corrispettivo unitario calcolato mensilmente da Terna nel periodo 2010-2018. Come mostrato dal profilo medio annuo, il corrispettivo è andato diminuendo fino al 2014 per poi aumentare sensibilmente a partire dal 2015. Tale andamento è in linea con l'evoluzione della Mancata Produzione Eolica (MPE).

In particolare, nel periodo 2009-2014 si assiste a una diminuzione della MPE per effetto sia della diversa modalità di gestione degli impianti

¹⁷ Fino al 31 dicembre 2017 il corrispettivo unitario è stato determinato, su base mensile, sulla base dei dati effettivi di MPE relativi al mese precedente; inoltre alla determinazione del corrispettivo unitario concorrevano anche i costi associati agli interventi di adeguamento degli impianti e i costi derivanti dall'applicazione del meccanismo di incentivazione per la corretta previsione dell'unità di produzione. Ai sensi del provvedimento ARERA n. 553/2017, dal 1° gennaio 2018 il corrispettivo unitario è determinato sulla base di dati previsionali relativi al trimestre a cui è riferito e di dati effettivi relativi al trimestre precedente; alla determinazione del corrispettivo unitario concorrono i costi associati alla remunerazione della MPE attesa ed effettiva (dati GSE) e i costi attesi ed effettivi associati agli interventi di adeguamento degli impianti, al netto di eventuali proventi maturati da Terna.

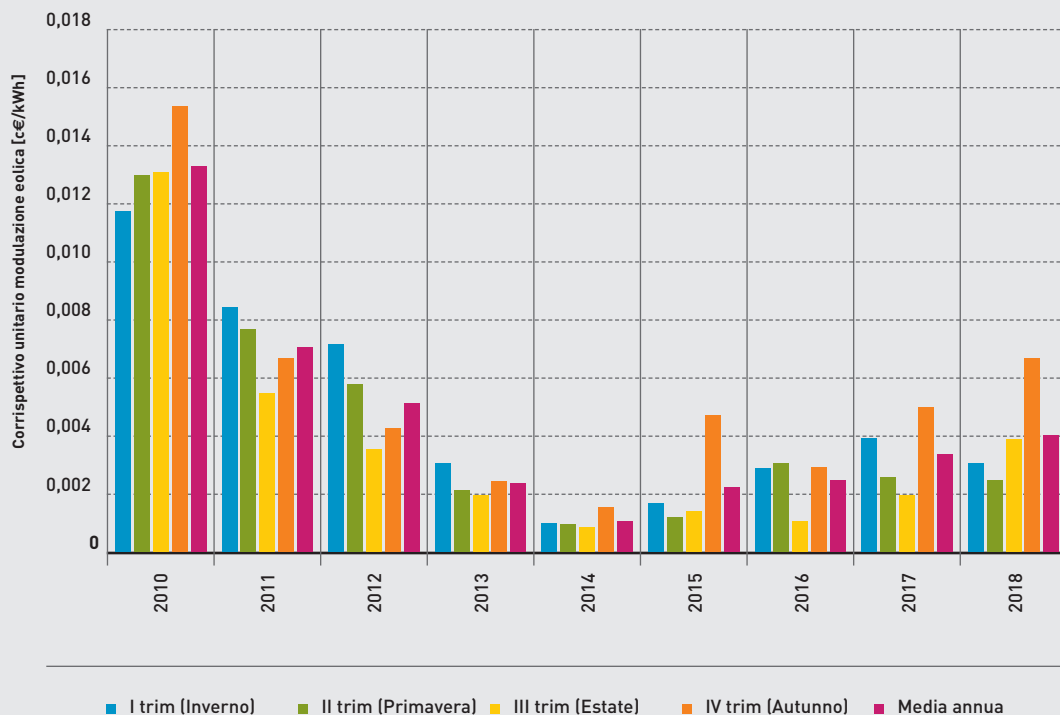
Aggiornamento dei costi al 2018

da parte di Terna che degli interventi effettuati sulla rete di trasmissione (principalmente di sub-trasmissione). Riguardo agli interventi sulla rete di trasmissione è opportuno ricordare che nel 2009 Terna evidenziava problemi di limitata capacità di trasporto sulle dorsali a 150 kV nelle zone Centro-Sud e Sud, con particolare rilevanza in Campania e Puglia¹⁸. Successivamente Terna stessa riportava che nelle suddette regioni, che avevano contribuito nel 2011 per il 97 per cento dell'intero ammontare di MPE, erano stati realizzati importanti interventi di adeguamento e di rinforzo¹⁹. In particolare, si ricordano: (i) la direttrice 150 kV "Montecorvi-

FIGURA 4.4

Evoluzione del corrispettivo unitario a copertura dei costi di modulazione della produzione eolica nel periodo 2010-2018.

(Fonte: elaborazione RSE su dati di Terna)



¹⁸ Si veda documento di consultazione (DCO) n. 25/09 del 27 luglio 2009.

¹⁹ Si veda Piano di Sviluppo 2012.

no-Benevento II”; (ii) le direttrici 150 kV “Benevento II-Volturara-Celle S. Vito”; (iii) la direttrice 150 kV “Foggia-Deliceto-Andria”.

Il successivo aumento della MPE va, invece, ricondotto agli effetti del recente fenomeno di risalita dei flussi di potenza dal sistema di distribuzione associato alla crescente presenza di FRNP (principalmente solare fotovoltaico) sulle reti di distribuzione²⁰. Tale fenomeno, non controllabile da Terna, impatta infatti sui transiti di potenza sulla rete di trasmissione costringendo così Terna stessa ad intervenire nuovamente sulla generazione eolica; queste criticità di esercizio si presentano soprattutto nelle zone Sud e Isole durante gli intervalli orari di poco carico.

(pagina 114)

Unità essenziali

Il gestore di rete (Terna) seleziona, su base annuale, una lista di impianti di produzione i cui servizi di dispacciamento sono ritenuti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. Il produttore selezionato riceve dal gestore di rete stesso un corrispettivo (di seguito etichettato come “UES”) a remunerazione del servizio offerto. Ai fini della remunerazione il produttore può scegliere se aderire o no al regime di ammissione alla reintegrazione dei costi, come stabilito dall'Autorità.

A copertura dei costi sostenuti per la remunerazione del produttore selezionato per il servizio di essenzialità per la sicurezza, il gestore di rete determina mensilmente un corrispettivo unitario che viene applicato all'energia prelevata dagli utenti finali. Tale corrispettivo è calcolato come somma del corrispettivo unitario relativo alle unità che non adottano il regime di reintegrazione dei costi, e del corrispettivo unitario applicato alle unità che invece adottano tale regime²¹.

²⁰ Si veda Piano di Sviluppo 2018, 2019.

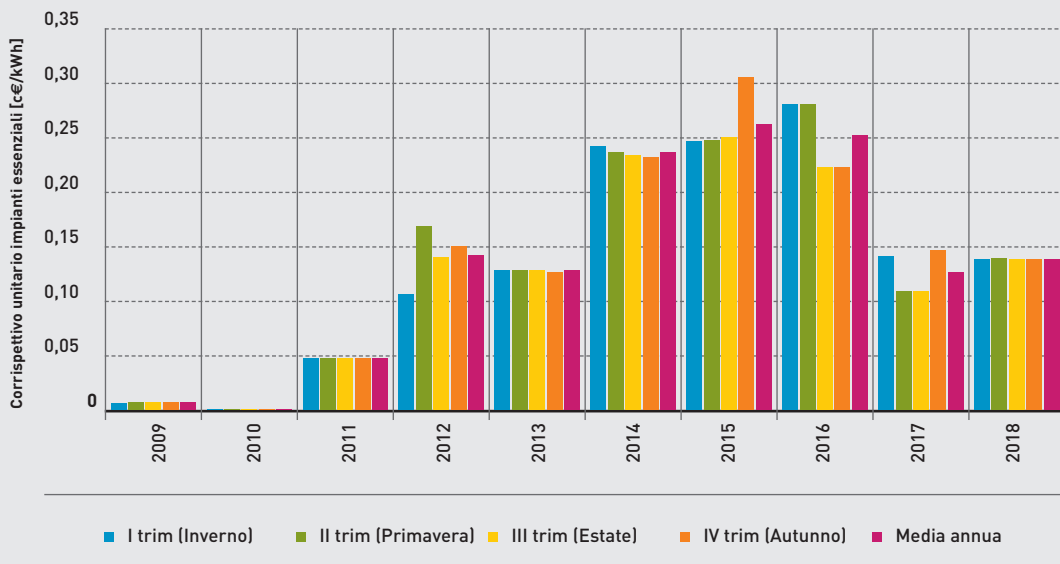
²¹ Fino al 31 dicembre 2017 il corrispettivo unitario è stato determinato, su base mensile, sulla base dei dati effettivi relativi al mese precedente; alla determinazione del corrispettivo unitario concorrevano appunto i costi associati agli impianti essenziali ammessi e non al meccanismo di reintegrazione dei costi. Ai sensi del provvedimento ARERA n. 553/2017, dal 1° gennaio 2018 il corrispettivo unitario è determinato sulla base di dati previsionali relativi al trimestre a cui è riferito e di dati effettivi relativi al trimestre precedente; alla determinazione del corrispettivo unitario concorrono i costi attesi ed effettivi associati agli impianti essenziali non ammessi al meccanismo di reintegrazione dei costi e i costi associati agli impianti essenziali ammessi al meccanismo di reintegrazione dei costi, al netto di eventuali proventi maturati da Terna.

Aggiornamento dei costi al 2018

In Figura 4.5 è mostrato l'andamento, su base trimestrale e come valor medio annuo, del corrispettivo unitario a copertura dei costi delle unità essenziali nel periodo 2009-2018. Il corrispettivo è andato crescendo fino al 2016 passando da poco meno 0,01 centesimi di euro/kWh nei 4 trimestri del 2009 a quasi 0,31 centesimi di euro /kWh nel IV trimestre 2015. Si osserva come l'aumento del corrispettivo sia praticamente coinciso con il periodo di massimo sviluppo del solare fotovoltaico (2011-2014) per poi stabilizzarsi nel periodo 2015-2016. Nel 2017, invece, si può cogliere quasi un dimezzamento del corrispettivo unitario per effetto di un taglio del 50 per cento deciso dall'Autorità del corrispettivo per la reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per effetto a sua volta del termine del regime di essenzialità ex decreto legge 91/14²². Infatti, a seguito dell'entrata in esercizio del secondo collegamento con la Sicilia (a metà 2016), la delibera n. 521/2014 (ex dl 91/14) esauriva i suoi effetti a partire dal 28 maggio 2016 determinando così una riduzione dei costi attesi per il

FIGURA 4.5

Andamento del corrispettivo unitario a copertura dei costi delle unità essenziali nel periodo 2009-2018. (Fonte: elaborazione RSE su dati Terna)



²² Nota introduttiva dell'Autorità alla deliberazione n. 815/2016/R/EEL del 29 dicembre 2016.

2017 per la remunerazione delle unità di produzione in regime di essenzialità. Inoltre, va osservato che dal 2017 la componente variabile (costo associato alle unità non ammesse al regime di reintegrazione dei costi) ha contribuito poco alla determinazione del corrispettivo unitario totale, perciò anche il sensibile aumento evidenziato nel 2018 va ricondotto agli effetti degli importi previsti dall'Autorità per l'anno 2018 per la remunerazione degli impianti ammessi al regime di reintegrazione, al netto della stima delle giacenze e degli oneri afferenti agli anni precedenti.

(pagina 117)

Corrispettivi medi unitari

I corrispettivi unitari quali l'*uplift* e quelli di remunerazione delle unità eoliche e delle unità essenziali per la sicurezza sono calcolati ogni trimestre; altri corrispettivi unitari, invece, quali i corrispettivi finalizzati alla remunerazione dell'attività del gestore di rete Terna (di seguito etichettato come corrispettivo "DIS"), della messa a disposizione di capacità produttiva (di seguito etichettato come corrispettivo "CD") e del servizio di interrompibilità del carico (di seguito etichettato come corrispettivo "INT"), sono fissati dall'Autorità a inizio anno e si mantengono fissi per l'intero anno.

In particolare, per quanto riguarda il corrispettivo per la remunerazione del servizio di interrompibilità è opportuno ricordare che l'evoluzione avuta nel corso degli ultimi anni (dal 2015) risente principalmente delle modifiche apportate recentemente alla disciplina del servizio degli interrompibili²³.

Alla luce di quanto esposto sopra è utile un confronto fra le diverse voci dei corrispettivi unitari per valutare il loro peso e il loro andamento nel corso degli anni. La Figura 4.6 bis mostra l'evoluzione negli anni (2009 – 2018) del valor medio annuo dei corrispettivi unitari a variabilità annua e mensile. I corrispettivi unitari derivati da calcoli su base mensile sono cresciuti con un andamento medio annuo "quasi" lineare, passando da 0,314 centesimi di euro/kWh nel 2009 a 1,173 centesimi di euro/kWh nel 2016. La leggera flessione nel 2015 è riconducibile agli effetti della piena operatività nella regione Sicilia delle disposizioni del

²³ Le ultime revisioni della disciplina degli interrompibili intendevano mitigare proprio alcuni comportamenti opportunistici da parte degli operatori e rendere più efficiente l'allocazione dei costi sostenuti da Terna.

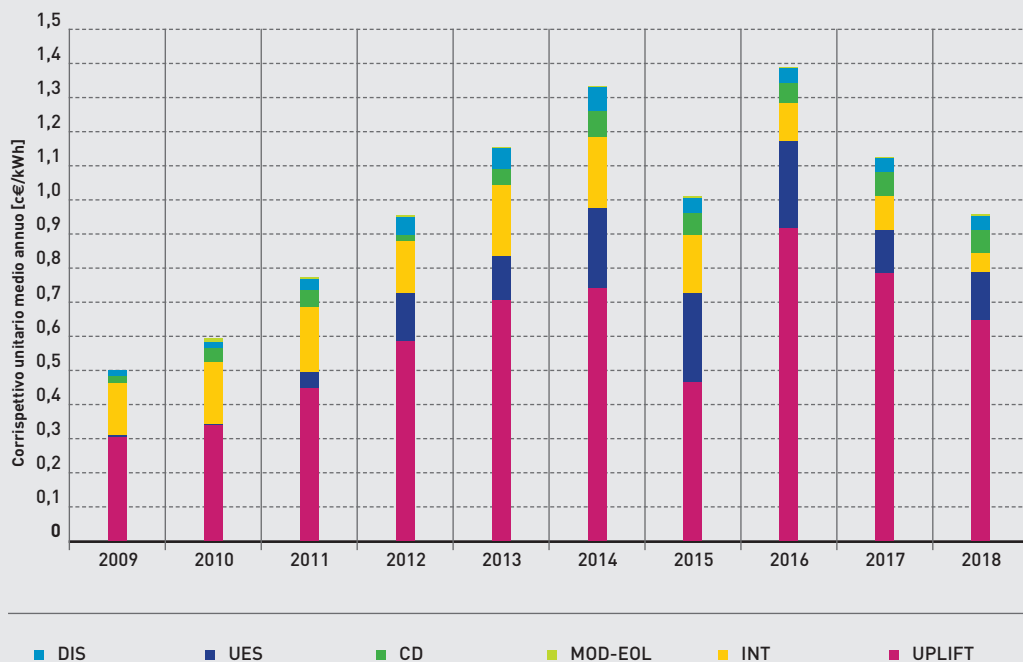
Aggiornamento dei costi al 2018

decreto legge 91/114 (articolo 23, comma 3-bis) modificato e convertito in legge dalla legge 116/2014. Dal 2017 l'andamento decrescente risente principalmente della sensibile diminuzione della componente *uplift*, elemento predominante (82 per cento nel 2018).

I corrispettivi a variabilità annua, invece, hanno avuto una crescita più contenuta mantenendosi complessivamente in un intervallo compreso tra 0,165 centesimi di euro/kWh (2018) e 0,357 centesimi di euro/kWh (2014). In particolare, la flessione avuta dal 2015 va ricondotta principalmente alla sensibile riduzione del corrispettivo a copertura del costo del servizio di interrompibilità del carico. Quindi, con riferimento alla Figura 4.6, considerato che l'*uplift* rappresenta la parte preponderante dell'intero ammontare (mediamente il 60 per cento nel periodo 2009-2018 e con una punta di quasi il 70 per cento nel 2017-2018) e che tale corrispettivo dipende principalmente dalle attività di approvvigionamento su MSD, a programma e in tempo reale, delle risorse di rego-

FIGURA 4.6

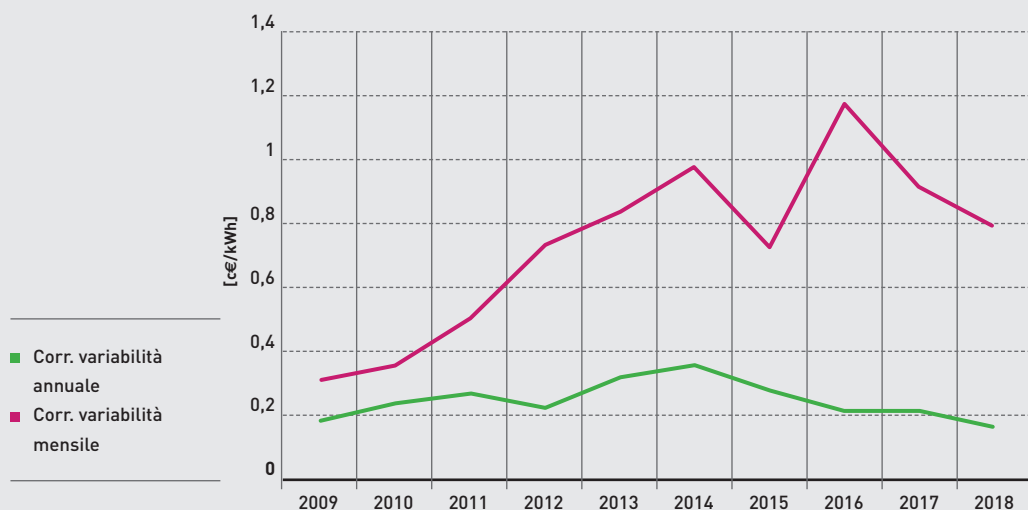
Andamento dei corrispettivi unitari medi annui a copertura dei costi per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2018.



lazione del sistema da parte del gestore di rete, si può ritenere che l'andamento complessivo dei corrispettivi abbia risentito da un lato degli effetti della generazione rinnovabile non programmabile (in termini di utilizzo delle risorse di bilanciamento da parte del TSO: maggior ricorso di chiamate a salire in MSD Ex-ante e a scendere in MB per controbilanciare) e dall'altro degli effetti di vuoti normativi che hanno contribuito ad aumentare la fluttuazione dei volumi in energia (con ricadute anche sui costi dei servizi di dispacciamento) costringendo poi l'Autorità ad intervenire con opportuni provvedimenti (ad esempio provvedimento n. 342 del 24 giugno con effetto immediato, n. 419 del 8 giugno 2017 con effetto immediato).

FIGURA 4.6 bis

Andamento dei corrispettivi medi annui a variabilità annuale e mensile nel periodo 2009-2018.



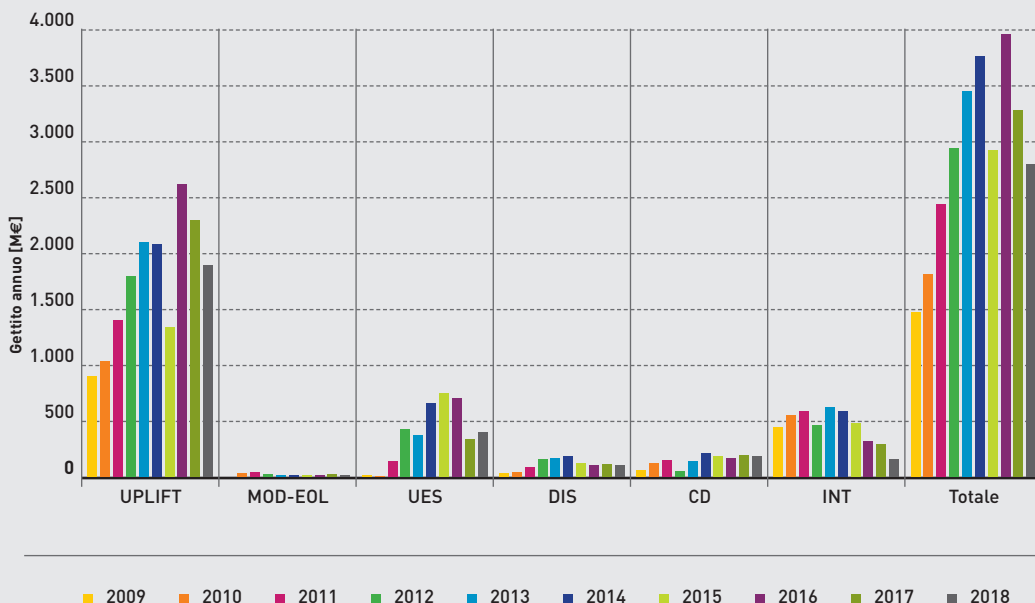
(pagina 118)

Stima gettito

In Figura 4.7 è mostrato l'andamento del gettito stimato annuo derivante dai diversi corrispettivi unitari per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2018. La stima di gettito è ottenuta moltiplicando ciascuna voce di corrispettivo unitario per il consumo di energia elettrica nazionale su base mensile. Nel corso degli anni il montante totale del gettito è passato da quasi 1,5 miliardi di euro del 2009 ai quasi 4 miliardi di euro nel 2016; dal 2017 tale montante ha iniziato a diminuire con un'ulteriore riduzione di quasi il 15 per cento nel 2018. Il valore dell'anno 2015 è riconducibile, invece, agli effetti della piena operatività nella regione Sicilia delle disposizioni del decreto legge 91/114 (articolo 23, comma 3-bis) modificato e convertito in legge dalla legge 116/2014. La componente di costo più rilevante è quella relativa al gettito derivante dall'*uplift*; seguono poi i gettiti per la remunerazione del servizio di interrompibilità e delle unità essenziali.

FIGURA 4.7

Stima di gettito annuo (espresso in milioni di euro) derivante dai corrispettivi per il servizio di dispacciamento nel periodo 2009-2018. (Fonte: elaborazione RSE su dati Terna)



Un po' meno rilevanti sono invece i contributi per la remunerazione dell'attività del gestore di rete, della disponibilità di capacità produttiva e della modulazione eolica. Si osserva come nel periodo 2009-2014 i corrispettivi di *uplift*, di remunerazione delle unità essenziali, di remunerazione dell'attività del gestore di rete e di disponibilità di capacità produttiva seguano un andamento "quasi" lineare; tale andamento trova una certa attinenza con il livello di penetrazione annua della generazione rinnovabile (principalmente eolica e fotovoltaica). Il gettito per il servizio di interrompibilità, invece, ha avuto un aumento fino al 2013 per poi decrescere fino a valori inferiori al 2009 (poco sotto il 40 per cento del valore stimato per il 2009).

(pagina 119)

Andamento dell'*uplift* stimato e fatturato

In Tabella 4.11 si riporta il montante annuo derivante dall'*uplift*, stimato e fatturato, per gli anni 2009-2018. Il leggero scostamento dei valori elaborati, rispetto a quelli fatturati risultanti da pubblicazione Terna, è ragionevolmente imputabile ad approssimazioni sui dati di consumo e ad eventuali montanti di conguaglio che le stime non riescono a cogliere.

In particolare, è possibile notare una leggera flessione nell'anno 2015; tale risultato, come detto, è riconducibile agli effetti della piena operatività nella regione Sicilia delle disposizioni del decreto legge 91/114 (articolo 23, comma 3-bis) modificato e convertito in legge dalla legge 116/2014. In generale si può osservare come nel corso degli anni il montante sia andato via via crescendo: in 10 anni il gettito è quasi raddoppiato, con una punta nel 2016 (2,5-2,6 miliardi di euro).

TABELLA 4.11

Gettito annuo stimato e fatturato (milioni di euro), derivato dal corrispettivo *uplift*. (Fonte: elaborazione RSE su dati Terna)

Anno	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Stimato ²⁴	905	1.043	1.411	1.797	2.103	2.085	1.339	2.621	2.301	1.897
Fatturato ²⁵	914	1.024	1.352	1.663	1.942	1.968	n.d.	2.491	2.146	1.803

²⁴ È una stima RSE effettuata sulle voci di corrispettivi unitari e sui livelli di consumo da "dati di esercizio mensile" di Terna.

²⁵ Dato indicato da Terna.

Andamento dell'onere netto su MSD/MB

In Tabella 4.13 si riporta l'andamento degli oneri netti di acquisto/vendita di energia per approvvigionamento delle risorse di dispacciamento su MSD maturati nel periodo 2004-2018. Si può cogliere un possibile impatto sia delle nuove disposizioni di modifica del MSD (2010-2011) che delle movimentazioni introdotte dall'aumentata immissione di generazione rinnovabile non programmabile. In particolare, nel 2010 è stata avviata la riforma del MSD prevedendo l'introduzione di una maggiore differenziazione nelle offerte sia per tipologia che per risorsa di approvvigionamento. Il processo di riforma del MSD ha avuto pieno effetto nel 2011. La produzione rinnovabile, invece, ha iniziato ad avere un impatto significativo sulla domanda solo dal 2012, anno di massimo sviluppo del fotovoltaico.

Più precisamente, dal 2011 al 2013, a fronte di un importante sviluppo delle rinnovabili, gli oneri netti totali per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento su MSD sono cresciuti di 779 milioni di euro. Inoltre, fatta eccezione per l'anno 2015 in cui il valore degli oneri netti è riconducibile agli effetti della piena operatività nella regione Sicilia delle disposizioni del decreto legge 91/114 (articolo 23, comma 3-bis) modificato e convertito in legge dalla legge 116/2014, dal 2014 gli oneri netti si sono mantenuti a un valore poco inferiore al picco del 2013, a conferma di un certo assestamento del comportamento sia degli operatori del mercato dei servizi nel vendere che del gestore della rete nel comprare le risorse di regolazione.

Circa il comportamento nei due mercati dei servizi, invece, dal 2013 si coglie un sensibile aumento dei costi di approvvigionamento delle risorse a programma (un andamento abbastanza in linea con i livelli di generazione da fonte rinnovabile non programmabile) e una leggera diminuzione di quelli per le risorse di bilanciamento in tempo reale (in parte riconducibile agli effetti dei recenti provvedimenti per contrastare alcuni comportamenti opportunistici in sede di bilanciamento in tempo reale da parte di alcuni operatori).

TABELLA 4.13

Oneri netti di acquisto/vendita di energia per approvvigionamento delle risorse di dispacciamento su MSD maturati nel periodo 2004-2018. (Fonte: Terna/GRTN/GME)

Anno	MSD ex-ante [M€]	MB [M€]	Totale MSD [M€]
2018	1.403	170	1.573
2017	1.409	120	1.529
2016	1.386	241	1.561
2015	831	325	1.155
2014	1.220	455	1.664
2013	1.190 ²⁶	512	1.702
2012	859	433	1.292
2011	761	162	923
2010	823	440	1.263
2009	1.385	429	1.814
2008	1.861	760*	2.621
2007	1.783	628	2.411
2006	1.300	940	2.240
2005	864	732	1.596
2004**	581	526	1.107

(*) periodo gennaio-novembre 2008

(**) periodo aprile-dicembre 2004

²⁶ Il valore fa riferimento alla componente "approvvigionamento servizi" indicata dall'Autorità nel Rapporto 428/2014/I/EEL e non tiene conto del contributo derivante dalla componente "gettone di avviamento" (90 milioni di euro).

IL COSTO DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA (Capitolo 4.3)

(pagina 125)

Costo di trasmissione e misura

La remunerazione del costo riconosciuto a ciascun soggetto che fornisce il servizio di trasmissione, distribuzione e misura, ossia la remunerazione dei costi operativi, del capitale investito e degli ammortamenti, avviene mediante tariffe che dipendono da fattori specifici come quantità di energia trasportata, potenza impegnata, numero di punti di prelievo. L'Autorità fissa annualmente i valori di riferimento di tali fattori in base a previsioni e determina il valore complessivo della remunerazione per il responsabile della trasmissione e per ciascun ente della distribuzione. Tale remunerazione viene ribaltata poi sui costi sostenuti dagli utenti finali per mezzo di tariffe uniche a livello nazionale, determinate annualmente dall'Autorità e differenziate per trasmissione e distribuzione²⁷.

Il costo complessivo riconosciuto al gestore della rete di trasmissione (Terna) per il servizio di trasmissione nel 2018 è di circa 1,8 miliardi di euro; il rimanente è la spesa per la distribuzione e misura (circa 5,3 miliardi di euro).

La Tabella 4.14 sintetizza i dati del costo riconosciuto per trasmissione, distribuzione e misura nel periodo 2008-2018. Il costo per la trasmissione, come indicato nei dati di bilancio Terna, mostra un trend crescente fino al 2017, riconducibile agli ingenti investimenti messi in campo per potenziare la rete di trasmissione e migliorare gli scambi di energia a livello nazionale e con l'estero; nel 2018 la leggera flessione va essenzialmente imputata agli effetti dell'aggiornamento tariffario annuale. Anche il costo del servizio di distribuzione e misura risulta in crescita nel periodo 2008-2017 (salvo una lieve flessione nell'anno 2013); nel 2018 la leggera flessione va essenzialmente imputata agli effetti dell'aggiornamento tariffario, come già visto anche per la trasmissione.

²⁷ Con riferimento al provvedimento n. 654/2015 e s.m., per la regolazione tariffaria 2016-2023 i corrispettivi di trasmissione, distribuzione e misura per i clienti non domestici sono indicati nel TIT (Tabella 1, Tabella 3) e nel TIME (Tabella 1) mentre quelli per i clienti domestici sono indicati interamente nel TIT (Tabella 9).

Complessivamente nel 2018 il servizio di trasmissione, distribuzione e misura è costato al Sistema Italia circa 7,1 miliardi di euro (-1 per cento circa rispetto al 2017 e +8 per cento circa rispetto al 2008).

TABELLA 4.14

Costo riconosciuto per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dal 2008 al 2018. (Fonte: elaborazione RSE su dati Terna e Autorità)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Trasmissione [M€]	1.240	1.185	1.306	1.381	1.532	1.644	1.651	1.706	1.735	1.804	1.789
Distribuzione e misura [M€]	5.329	5.101	5.342	5.520	5.523	5.482	5.563	5.746	5.362	5.352	5.297

(pagina 125)

Costo di trasmissione e misura per utente tipo

In Tabella 4.15 si riporta una stima del costo del servizio di rete pagato dall'utente tipo. Tale stima è ottenuta considerando i corrispettivi di servizi di rete definiti dall'Autorità per gli utenti domestici²⁸. Nel 2018 il costo per l'utente tipo vale circa 104,4 euro/anno (+67 per cento rispetto al 2008).

TABELLA 4.15

Costo indicativo annuo dei servizi di rete per un utente domestico tipo. (Fonte: elaborazione RSE su dati ARERA)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Costi di rete e misura* [€/anno]	62,56	65,46	65,26	64,94	68,28	70,75	72,02	77,10	89,34	106,76	104,42

(*) Include i corrispettivi per trasmissione, distribuzione e misura dell'energia.

²⁸ Si tratta dei corrispettivi in energia, in quota fissa e in potenza, come specificato nelle componenti tariffarie di distribuzione-transporto-misura (sigma1, sigma2 e sigma3), di perequazione (UC3) e di qualità (UC6).

(pagina 128)

Oneri generali

Per il corretto funzionamento e la sostenibilità economica e ambientale, il sistema elettrico necessita di alcune attività e di alcuni servizi a beneficio della collettività, che non sono direttamente remunerati dai servizi di produzione, trasporto e vendita dell'energia. Non potendo imputare il costo di tali servizi in modo diretto, si ricorre al meccanismo degli oneri generali di sistema, secondo cui ogni consumatore versa una quota, tipicamente proporzionale all'energia prelevata, che viene in seguito gestita per la remunerazione dei servizi collettivi.

Gli oneri generali di sistema sono identificati dalle seguenti componenti:

- A2, a copertura degli oneri per il *decommissioning* nucleare;
- A3, a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate;
- A4, a copertura delle agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario;
- A5, a sostegno alla Ricerca di Sistema;
- As, a copertura degli oneri per il bonus elettrico;
- Ae, a copertura delle agevolazioni alle industrie manifatturiere ad alto consumo di energia;
- UC3, a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché a copertura dei meccanismi di integrazione;
- UC4, a copertura delle compensazioni per le imprese elettriche minori;
- UC6, a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- UC7, per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali;
- MCT, a copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari.

Con provvedimento ARERA n. 481/2017, dal 1° gennaio 2018 le componenti tariffarie A, UC4, UC7 e MCT sono state ristrutturate secondo due macro raggruppamenti:

- oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (componenti tariffarie indicizzate "SOS");
- rimanenti oneri generali (componenti tariffarie indicizzate "RIM").

La nuova struttura delle componenti tariffarie ha principalmente l'obiettivo di dare maggior evidenza degli oneri relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione, potendo così ancora ricondurre i montanti di spesa alle voci precedentemente definite, come riporta anche una nota dell'Autorità²⁹.

La Tabella 4.16 riporta la spesa da oneri generali realizzata da ciascuna componente dal 2010 al 2018, come risulta da pubblicazione da parte dell'Autorità. Appare evidente il contributo preponderante della componente A3 relativa all'incentivazione delle fonti rinnovabili, che con oltre 14 miliardi di euro porta nel 2016 la spesa da oneri generali di sistema a 16,4 miliardi di euro (quasi tre volte il valore del 2010). Tuttavia, dal 2017 tale componente si riduce significativamente portandosi nel 2018 a quasi il 26,5 per cento in meno del valore massimo raggiunto del 2016, quindi sufficiente a riportare la spesa complessiva ben sotto il valore di 5 anni fa (2014). Altre variazioni significative di gettito si hanno nel 2014 (componente As) e negli anni 2015 e 2018 (componente Ae); l'entità di tali variazioni può essere ricondotta agli effetti di interventi legislativi, analogamente a quanto avviene per la componente A2.

TABELLA 4.16

Gettito annuale degli oneri generali di sistema nel periodo 2010-2018.

(Fonte: ARERA)

Componente	2010	2011	2102	2013	2014	2015	2016	2017	2018
[M€]									
A2	410	255	151	170	323	622	563	187	94
A3	4.400	6.542	10.417	12.763	12.903	13.804	14.259	12.405	10.489
A4	376	345	295	459	435	248	243	110	106
A5	62	61	41	44	51	52	55	69	34
As	157	54	18	18	799	17	34	86	43
MCT	48	35	33	59	47	48	47	48	24
UC4	69	70	69	67	64	66	65	65	33
UC7	8	110	236	197	114	250	594	688	433
UC3+UC6	0	0	55	288	300	890	547	296	161
Ae	0	0	0	0	17	689	0	626	1.822
Totale	5.530	7.472	11.315	14.065	15.053	16.686	16.407	14.580	13.239

²⁹ Delibera n. 923/217 – Relazione Illustrativa.

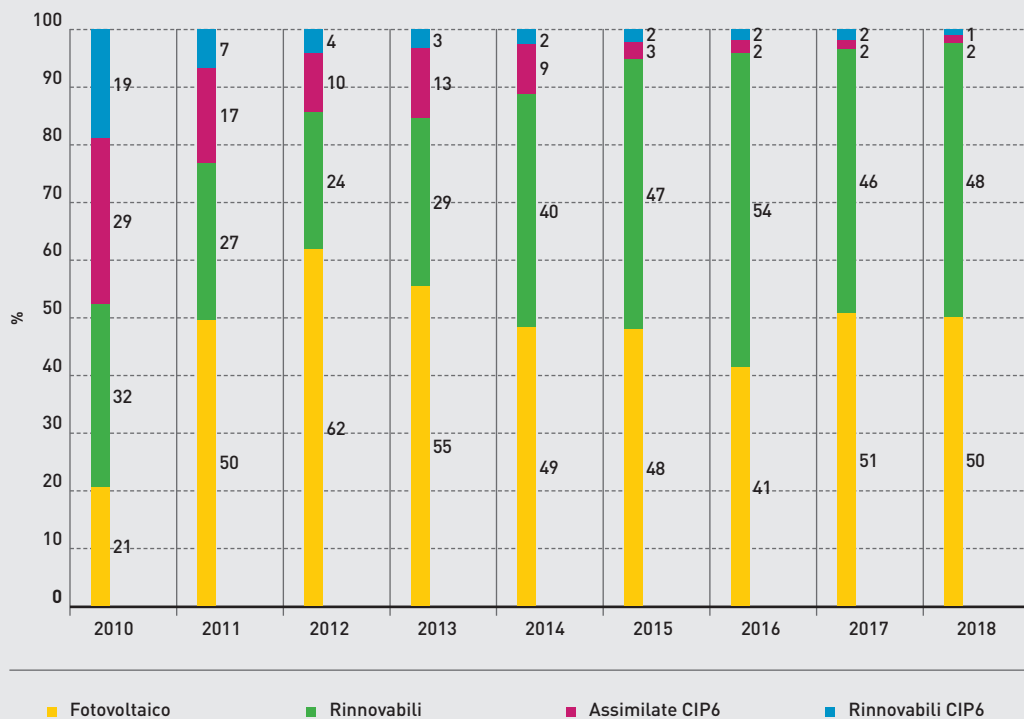
(pagina 129)

Ripartizione della componente A3

La Figura 4.9 mostra come varia la ripartizione percentuale del gettito annuo relativo alla componente A3 dal 2010 al 2018, suddiviso nelle macro categorie rinnovabili, rinnovabili CIP6, assimilate CIP6 e fotovoltaico. Si nota come il boom di sviluppo del fotovoltaico abbia contribuito a far lievitare il gettito da componente A3, che è passato da circa 855 milioni di euro nel 2010 a circa 6,5 miliardi nel 2014; nel 2018 il valore si è attestato a 5,8 miliardi circa (circa l'8,6 per cento in meno del 2017).

FIGURA 4.9

Ripartizione della componente A3. (Fonte: ARERA)



RIASSUNTO DELLA BOLLETTA ELETTRICA NAZIONALE (Capitolo 4.6)

(pagina 138)

La Tabella 4.21 mostra i costi totali sostenuti per la fornitura dell'energia elettrica a livello nazionale nel periodo 2010-2018, differenziati per le principali voci di costo: i servizi di vendita (includono l'approvvigionamento, la commercializzazione e vendita e il dispacciamento dell'energia), i costi di rete per trasmissione, distribuzione e misura e gli oneri generali di sistema.

Come si nota dal totale della tabella, nel 2018 il sistema elettrico ha generato un flusso complessivo di cassa dell'ordine di 43,8 miliardi, lievemente in aumento rispetto al 2017 (+0,8 per cento circa). Rispetto al 2012, anno di riferimento per tutte le voci di costo, si ha una riduzione del 3,8 per cento. Questo flusso complessivo è al netto dell'imposizione fiscale di accisa e IVA, che vengono applicate per categoria di consumo.

TABELLA 4.21

Riassunto dei costi totali per gli utenti finali al netto di accisa e IVA.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Servizi di vendita [M€]	24.112	26.427	27.249	24.233	20.801	19.877	18.996	21.787	23.546
Approvvigionamento	21.135	22.737	23.069	19.384	15.606	15.535	12.528	15.957	18.209
Commercializzazione e vendita	1.245	1.242	1.241	1.397	1.434	1.425	2.484	2.554	2.544
Dispacciamento	1.731	2.449	2.938	3.451	3.761	2.916	3.954	3.276	2.793
Costi di rete [M€]	6.648	6.901	7.055	7.126	7.214	7.452	7.097	7.155	7.086
Trasmissione	1.306	1.381	1.532	1.644	1.651	1.706	1.735	1.804	1.789
Distribuzione e misura	5.342	5.520	5.523	5.482	5.563	5.746	5.362	5.252	5.297
Oneri generali di sistema [M€]	5.530	7.472	11.315	14.065	15.056	16.693	16.407	14.580	13.239
Componenti A	5.405	7.257	10.922	13.454	14.528	15.432	15.154	13.483	12.588
Componenti UC	77	180	305	264	178	316	659	753	466
UC3 + UC6	nd	nd	55	288	303	897	547	296	161
Componente MCT	48	35	33	59	47	48	47	48	24
Totale [M€]	36.290	40.800	45.619	45.424	43.070	44.022	42.470	43.522	43.871

Aggiornamento dei costi al 2018

(pagina 138)

La Tabella 4.22 mostra una sintesi della bolletta elettrica nazionale nel periodo 2012-2018, aggiungendo ai costi complessivi per la fornitura di energia elettrica l'imposizione fiscale dell'accisa e dell'IVA. Queste ultime voci incidono per un valore che sfiora 10 miliardi di euro, portando il totale della bolletta nazionale a quasi 53,5 miliardi di euro nel 2018, un valore comunque ancora sotto i 56 miliardi del 2012. Il leggero aumento del 2017-2018 rispetto al 2016, anno in cui, rispetto al valore del 2012, la bolletta nazionale ha raggiunto un valore minimo, è da imputare prevalentemente all'aumento dei prezzi dei combustibili (soprattutto del gas). Il costo medio unitario dell'energia è leggermente minore di quello del 2012: è passato da 18,24 centesimi di euro/kWh nel 2012 a 17,62 centesimi di euro/kWh nel 2018 (circa 0,5 per cento in più del 2017).

Per completezza in Tabella 4.22 sono stati riportati anche i valori di costo unitario in moneta costante al 2010: per il calcolo si è fatto riferimento all'indice medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati (Indice FOI) al netto dei tabacchi in quanto l'indice FOI è utilizzato dall'ISTAT per la determinazione del coefficiente di rivalutazione monetaria. La ripartizione percentuale della bolletta nel 2018 nelle sue principali voci di costo è riportata in Figura 4.11. In Tabella 4.23 e Figura 4.12 le componenti di spesa annue del 2018 sono riferite ad un utente tipo.

TABELLA 4.22

Bolletta elettrica nazionale per gli anni compresi tra 2012 e 2018.

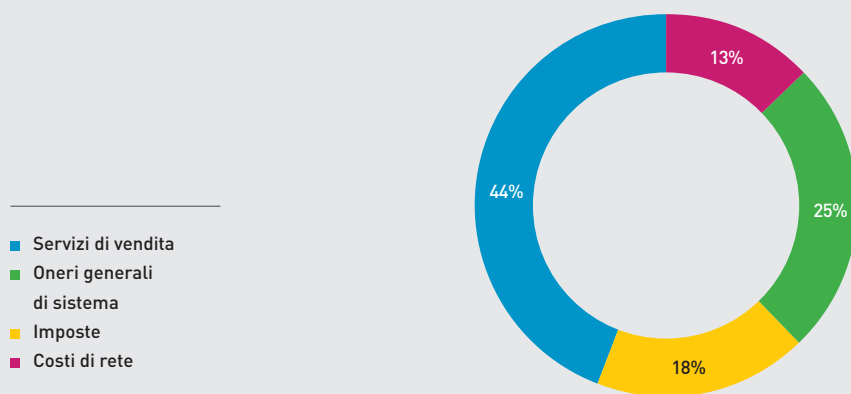
(Fonte: elaborazione RSE su dati ARERA)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Totale servizi di vendita [M€]	27.249	24.233	20.801	19.877	18.966	21.787	23.546
Totale servizi di rete [M€]	7.055	7.126	7.214	7.452	7.097	7.155	7.086
Totale oneri generali [M€]	11.315	14.065	15.056	16.693	16.407	14.580	13.239
Totale accisa [M€]	3.119	2.716	2.914	2.531	2.853	2.537	2.629
Totale netto IVA [M€]	48.738	48.140	45.984	46.553	45.323	45.069	46.500
IVA [M€]	7.311	7.221	6.898	6.983	6.798	6.909	6.975
Totale bolletta [M€]	56.049	55.361	52.882	53.536	52.121	52.968	53.475
Consumi finali [GWh]	307.220	297.288	291.084	297.180	295.508	301.881	303.443
Costo unitario [c€/kWh]	18,24	18,62	18,17	18,01	17,64	17,55	17,62
Costo unitario (moneta 2010) [c€/kWh]	17,23	17,40	16,94	16,81	16,48	16,21	16,11

(pagina 139)

FIGURA 4.11

Ripartizione percentuale nelle principali voci di costo per l'anno 2018.



(pagina 140)

TABELLA 4.23

Valore annuo delle componenti di spesa per l'utente domestico tipo.

Anno 2018	Spesa stimata €/anno
Servizi di vendita	275
Costi di rete	104
Oneri generali di sistema	100
Accisa	20
Iva	50
Totale	549

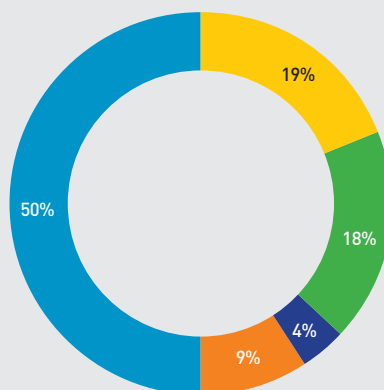
Aggiornamento dei costi al 2018

(pagina 140)

TABELLA 4.12

Ripartizione percentuale nelle principali voci di costo per l'utente domestico tipo nell'anno 2018.

- Servizi di vendita
- Oneri generali di sistema
- IVA
- Accisa
- Costi di rete





RSE SpA - Ricerca sul Sistema Energetico - sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema. Fa parte del Gruppo GSE SpA, interamente a capitale pubblico.

RSE implementa attività congiunte con il sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e i raggruppamenti delle piccole e medie imprese e le associazioni dei consumatori.

RSE promuove e favorisce lo sviluppo delle professionalità di domani promuovendo tutte le occasioni di supporto allo svolgimento di attività di formazione e divulgazione legate ai temi di ricerca svolti. L'attività di ricerca e sviluppo è realizzata per l'intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per linee interne sia in risposta a sollecitazioni esterne.

RSE dispone di un capitale umano che rappresenta un patrimonio unico di competenze ed esperienze, la cui difesa e sostegno rappresenta una condizione necessaria per consentire lo sviluppo di politiche di innovazione in un settore di enorme rilevanza per il Sistema Paese come quello energetico.