

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

- dal 1° gennaio 2021, con riferimento ai prelievi di energia reattiva dei clienti finali in alta e altissima tensione e delle imprese distributrici;
- dal 1° gennaio 2022, con riferimento alle immissioni di energia reattiva dei clienti finali e delle imprese distributrici, per tutti i livelli di tensione.

In relazione ai nuovi limiti fissati, è stata stabilita l'applicazione dei corrispettivi aggiornati dal 1° gennaio 2022.

A seguito dell'esigenza espressa da Federacciai di posticipare l'entrata in vigore del predetto aggiornamento della regolazione dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, motivata dalle criticità di approvvigionamento dell'impiantistica necessaria agli adeguamenti richiesti dalla nuova regolazione causate dall'emergenza sanitaria conseguente alla diffusione del Covid-19, con la delibera 20 ottobre 2020, 395/2020/R/eel, l'Autorità ha posticipato dal 1° gennaio 2021 al 1° gennaio 2022 l'applicazione dei nuovi limiti al fattore di potenza per i prelievi di energia reattiva dei clienti finali in alta e altissima tensione e delle imprese distributrici.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica

Come già riferito nell'ambito della precedente *Relazione Annuale*, con la delibera 568/2019/R/eel l'Autorità ha adottato alcune misure in grado di rimuovere ostacoli di carattere tariffario alla diffusione della mobilità sostenibile. Oltre all'aggiornamento della disciplina relativa alle tariffe applicabili ai punti di prelievo dedicati in via esclusiva alla ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, è stata avviata la costituzione di tavoli tecnici, a cui partecipano i principali portatori di interesse nei settori della distribuzione e vendita di energia elettrica nonché della mobilità elettrica, per effettuare una valutazione approfondita degli aspetti applicativi necessari all'attuazione di misure a favore dello sviluppo della mobilità elettrica.

Tali tavoli tecnici, denominati "*Focus group* sulla mobilità elettrica", sono stati inaugurati il 20 marzo 2020 con una prima riunione alla quale hanno partecipato i rappresentanti di dieci associazioni; nel corso del confronto sono state definite le linee guida per il funzionamento di questi appuntamenti ed è stato chiarito che le attività svolte si configurano come un supplemento di consultazione, mirata a valutare in modo approfondito la fattibilità di alcune delle ipotesi di lavoro presentate nelle prime due fasi di consultazione svolte nel 2019. Tali attività sono state quindi articolate in tre sottogruppi di lavoro: uno relativo alla ricarica in luoghi accessibili al pubblico, uno relativo alla ricarica in luoghi "privati" (cioè non accessibili al pubblico) e uno relativo a indagini/ricognizioni i cui esiti possono risultare funzionali a entrambi i gruppi precedenti. Alla prima riunione sono seguiti, nel corso del 2020, dieci incontri dei gruppi di lavoro e due riunioni plenarie, che hanno consentito l'analisi approfondita delle ipotesi di lavoro presentate nel 2019, la messa a punto delle modalità di svolgimento di tre ricognizioni trasversali, la presentazione di studi e ricerche e la definizione dei principali aspetti applicativi dell'iniziativa sperimentale prevista dalla delibera 568/2019/R/eel. I lavori dei *Focus group* hanno visto il coinvolgimento attivo di tutte le associazioni invitate e sono stati sviluppati seguendo modalità di analisi ispirate alla metodologia AIR (Analisi di impatto della regolazione). La sperimentazione definita con la deliberazione 15 dicembre 2020, 541/2020/R/eel (illustrata più avanti) si è largamente giovata dell'attività del *Focus group* sulla mobilità elettrica.

Da ultimo, in tre occasioni, nel corso del 2020, l'Autorità è stata invitata a intervenire nell'ambito dei dibattiti parlamentari relativi ad alcuni disegni di legge inerenti anche ai temi della mobilità elettrica e ha quindi esposto

CAPITOLO 3

le proprie osservazioni nell'ambito di tre audizioni in sedi parlamentari, in occasione delle quali ha presentato: la memoria 41/2020/I/eel del 18 febbraio 2020, la memoria 300/2020/I/com del 31 luglio 2020 e la memoria 370/2020/I/com del 6 ottobre 2020. In tali occasioni si è ritenuto importante evidenziare (tra le altre cose) come, al fine di cogliere i vantaggi che la mobilità elettrica può offrire senza incorrere in rischi e inconvenienti quali, per esempio, sovraccarichi e congestioni di rete, sia opportuno che lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica avvenga seguendo criteri di *smart charging*, consentendo così risparmi economici molto importanti in termini di minori investimenti necessari per adeguare le reti ai nuovi carichi indotti dalla mobilità elettrica; in tal modo si conseguirebbe altresì una netta riduzione del peso delle tariffe di rete sui costi complessivi del servizio di ricarica, nonché un ridotto impatto della mobilità elettrica sulle bollette di tutti i consumatori.

Altre attività legate all'emergenza da Covid-19

Con la delibera 12 marzo 2020, 60/2020/R/com, è stato costituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) un conto di gestione straordinario, destinato a garantire il finanziamento delle iniziative a sostegno dei clienti finali dei settori elettrico e del gas e degli utenti finali del settore idrico, previste dalla normativa vigente, connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19 (c.d. "Conto emergenza Covid-19").

A fronte della sospensione delle attività produttive determinatasi a seguito dell'emergenza epidemiologica, con la segnalazione 23 aprile 2020, 136/2020/I/com, l'Autorità ha formulato a Governo e Parlamento ipotesi relative a misure di mitigazione della spesa dei clienti non domestici di energia elettrica alimentati in bassa tensione, ipotizzando, in particolare, di ridurre la spesa per la fornitura di energia elettrica tramite un intervento sulle voci della bolletta elettrica "Trasporto e gestione del contatore" e "Oneri generali", con un costo a carico della finanza pubblica pari a circa 600 milioni di euro.

Il decreto legge 19 maggio 2020, n. 34 (convertito dalla legge 17 luglio 2020, n. 77), noto come "Decreto Rilancio", ha stabilito di trasferire sul già menzionato conto emergenza Covid-19 un ammontare equivalente a quello indicato da ARERA nella propria segnalazione e ha affidato alla stessa l'incarico di disporre, per i mesi da maggio a luglio 2020, una riduzione delle componenti tariffarie relative alle voci della bolletta sopra indicate, in favore dei circa 3,7 milioni di clienti connessi in bassa tensione con potenze superiori a 3 kW, diversi dai domestici, quali piccoli esercizi commerciali, artigiani, bar, ristoranti, laboratori, professionisti e servizi.

Con delibera 26 maggio 2020, 190/2020/R/eel, l'Autorità ha dato immediata attuazione alle disposizioni urgenti del "Decreto Rilancio". In considerazione della natura transitoria di quanto disposto, le modalità di attuazione sono state definite in maniera tale da minimizzare, per quanto possibile, le esigenze di adeguamento dei sistemi informativi di venditori e distributori di energia elettrica, evitando altresì di intervenire sui flussi informativi mensili dei dati di misura nei confronti del Sistema informativo integrato. Inoltre, al fine di assicurare ai clienti finali che ne hanno diritto il totale trasferimento tempestivo dei benefici delle disposizioni introdotte dal "Decreto Rilancio", sono stati definiti obblighi specifici nei confronti dei venditori per prevedere tempi certi per applicare i corrispettivi transitoriamente ridotti nelle fatture, nonché appositi obblighi di trasferimento del suddetto beneficio a tutti i contratti sottoscritti sul libero mercato.

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

Ulteriori attività svolte

Con le delibere 13 ottobre 2020, 373/2020/R/eel e seguenti, 20 ottobre 2020, 388/2020/R/eel e seguenti, e 27 ottobre 2020, 408/2020/R/eel e seguenti, l'Autorità ha valutato le istanze, presentate da 22 imprese distributrici di energia elettrica, per il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui al comma 13.2 dell'allegato A alla delibera 568/2019/R/eel, riferita agli investimenti incentivati entrati in esercizio nel periodo di regolazione 2014-2015, per gli anni tariffari dal 2016 al 2018.

Nel corso del mese di settembre 2020, sono state raccolte dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali le istanze delle imprese distributrici che, ai sensi di quanto previsto dai commi 5.2 e 5.3 della delibera 568/2019/R/eel, hanno richiesto l'erogazione in un'unica soluzione della maggiore remunerazione legata agli investimenti incentivati spettante con riferimento alla durata residua dell'incentivazione.

Con delibera 22 dicembre 2020, 562/2020/R/com, l'Autorità ha inoltre approvato il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle politiche di comunicazione (*debranding*).

Determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite a Enel

L'attuale regime di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite a Enel (IEM), definito dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, prevede che, con cadenza annuale, su proposta di CSEA, l'Autorità (subentrata in tale funzione al Comitato interministeriale dei prezzi – CIP – ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481) stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente, l'acconto per l'anno in corso e il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese a copertura dei costi (non coperti dai ricavi di vendita di energia elettrica) sostenuti per lo svolgimento dell'attività di produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica.

In particolare, nel corso del 2020, l'Autorità, sulla base delle risultanze istruttorie fornite da CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- delibera 20 ottobre 2020, 387/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- delibera 20 ottobre 2020, 398/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;
- delibera 20 ottobre 2020, 400/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- delibera 20 ottobre 2020, 399/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- delibera 27 ottobre 2020, 407/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore SIE – Società Impianti Elettrici;
- delibera 27 ottobre 2020, 418/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche;

CAPITOLO 3

- delibera 27 ottobre 2020, 419/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Ponzese;
- delibera 27 ottobre 2020, 420/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese;
- delibera 3 novembre 2020, 434/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore SEA – Società Elettrica di Favignana;
- delibera 3 novembre 2020, 430/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Impresa Elettrica D'Anna e Bonaccorsi;
- delibera 3 novembre 2020, 433/2020/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2016, per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità ICEL.

Con la delibera 5 marzo 2019, 77/2019/R/eel, l'Autorità ha determinato, in via definitiva a seguito dell'attività istruttoria condotta da CSEA, le aliquote di integrazione tariffaria relative agli anni dal 2009 al 2013 per SIPPIC. La società ha impugnato la delibera 77/2019/R/eel innanzi al TAR per la Lombardia. Con la sentenza 27 novembre 2019, n. 2528, il TAR ha respinto il ricorso presentato dalla società; la società ha proposto appello avverso tale pronuncia. Con sentenza n. 37 del 4 gennaio 2021, il Consiglio di Stato ha respinto l'appello della ricorrente confermando la correttezza dell'operato dell'Autorità e di CSEA.

A seguito dell'entrata in funzione del cavo che collega l'isola di Capri alla rete di trasmissione elettrica nazionale, la società SIPPIC ha cessato l'attività di produzione di energia elettrica. Con la delibera 18 dicembre 2018, 672/2018/R/eel, l'Autorità ha approvato la metodologia proposta da CSEA per la determinazione delle aliquote di acconto relative alle integrazioni tariffarie di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 10 a favore di SIPPIC, con decorrenza dal primo bimestre successivo al collegamento dell'isola di Capri alla rete di trasmissione elettrica nazionale e per gli anni successivi. Inoltre, con la medesima delibera, l'Autorità ha previsto l'adeguamento da parte di CSEA delle aliquote di acconto di integrazione tariffaria spettanti all'impresa, di cui alla citata metodologia, a valle della definitiva ammissione della società al regime di reintegrazione dei costi per le unità essenziali di produzione di cui alla delibera 111/06 precedentemente citata, provvedendo a scorporare dalle stesse la quota a copertura dei costi fissi e variabili relativi alla produzione elettrica. Sulla base della nuova metodologia di calcolo degli acconti, CSEA, sentita l'Autorità, ha bloccato, con comunicazione del luglio 2019, l'erogazione degli acconti per poter procedere al recupero delle somme eccedenti non più spettanti a SIPPIC; l'impresa ha impugnato la comunicazione in merito al blocco degli acconti da parte di CSEA, risultando, però, soccombente sia davanti al TAR, sia davanti al Consiglio di Stato che, con sentenza 21 dicembre 2020, n. 8189, ha confermato la correttezza dell'operato di CSEA e dell'Autorità.

Rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali

Con la delibera 22 settembre 2020, 346/2020/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze l'intesa in ordine all'approvazione del bilancio 2019 di CSEA e ha definito l'aliquota per il ricavo commissionale a copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2020, in conformità a quanto disposto dalla legge 28 dicembre 2015, n. 208 (legge di stabilità per il 2016).

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

Tale legge, all'art. 1, comma 670, ha trasformato, a decorrere dal 1° gennaio 2016, la Cassa conguaglio per il settore elettrico in un ente pubblico economico, denominato Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), operante con autonomia organizzativa, tecnica e gestionale e sottoposto alla vigilanza del Ministero dell'economia e delle finanze (MEF) e dell'Autorità. Il riassetto organizzativo conseguente alla trasformazione di CSEA in ente pubblico economico è stato anche completato con l'approvazione del Regolamento di amministrazione e contabilità di CSEA – da parte l'Autorità e d'intesa con il MEF – e dello Statuto di CSEA.

Il rilascio dell'intesa per l'approvazione del bilancio di CSEA da parte dell'Autorità prevede, per quanto riguarda gli adempimenti afferenti a quest'ultima, la corretta rappresentazione, per l'anno di riferimento, della situazione finanziaria, economica e patrimoniale, nonché il rispetto, sulla base della relazione al bilancio da parte del Collegio dei revisori, dei criteri stabiliti dallo Statuto, dal Regolamento di amministrazione e contabilità e dai principi contabili nazionali formulati dall'Organismo italiano di contabilità (OIC).

Parallelamente, l'art. 7, comma 2, del Regolamento di amministrazione e contabilità prevede che, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF sul bilancio di esercizio, l'Autorità autorizzi CSEA a effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione a copertura dei costi di funzionamento dell'anno in corso; tale prelievo costituisce un ricavo di funzionamento e deve essere commisurato agli importi riscossi ed erogati nell'esercizio precedente a quello di riferimento con aliquota determinata dall'Autorità con propria delibera.

Al fine di allineare i costi previsti nel budget a quelli sostenuti nei primi mesi dell'esercizio 2020, nel corso dell'anno CSEA ha trasmesso agli Uffici dell'Autorità l'aggiornamento del budget economico 2020, su cui il Collegio dei revisori di CSEA ha espresso parere favorevole e in cui sono riportati i costi e le imposte afferenti all'attività di funzionamento di CSEA per l'esercizio 2020, nonché i proventi finanziari sul patrimonio netto e gli altri ricavi afferenti, anche in questo caso, all'attività di funzionamento dell'Ente.

Con la delibera 346/2020/I, dunque, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF per l'approvazione del bilancio 2019 di CSEA, in considerazione degli importi riportati nel budget economico 2020 inviato da CSEA, l'Autorità ha autorizzato quest'ultima a effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione, definendone l'aliquota, per la copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2020.

Oneri generali di sistema

Gli oneri generali

Come illustrato nelle *Relazioni Annuali* degli anni precedenti, a partire dal 1° gennaio 2018 le aliquote degli oneri generali da applicare a tutte le tipologie di contratto sono distinte in:

- oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione – A_{SOS} ;
- rimanenti oneri generali – A_{RIM} .

Le componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} sono espresse, in generale, in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, centesimi di euro/kW impegnato per anno e centesimi di euro/kWh.

CAPITOLO 3

Agli utenti domestici non è applicata la quota potenza, mentre la quota energia è applicata per scaglioni di consumo. Agli utenti domestici in residenza anagrafica non è applicata nemmeno la quota fissa.

La componente tariffaria A_{SOS} viene applicata in maniera distinta a seconda che un utente sia o meno incluso nelle imprese a forte consumo di energia elettrica, e, per queste ultime, a seconda della classe di agevolazione. La componente A_{SOS} è costituita da diversi elementi, applicati in maniera distinta alle diverse classi di agevolazione.

La componente tariffaria A_{RIM} viene invece applicata in maniera indifferenziata rispetto alle classi di agevolazione, e pertanto risulta indistinta rispetto alle medesime classi. Anche la componente A_{RIM} è costituita da diversi elementi.

Nelle tavole 3.1, 3.2 e 3.3 sono riportati, per tipologia di clienti e per l'anno 2020, i volumi di energia prelevata e di potenza impegnata, il numero dei punti di prelievo e l'allocazione degli oneri generali.

Le tavole non tengono conto della riduzione delle aliquote prevista nel periodo 1° maggio-31 luglio 2020 dalla delibera 190/2020/R/eel, ai sensi del decreto legge n. 34/2020, in quanto gli ammanchi di gettito derivanti dall'applicazione di tali riduzioni sono compensati da un contributo equivalente da parte del bilancio dello Stato, come previsto dal medesimo decreto legge.

TAV. 3.1 Oneri generali^(A)

	TIPOLOGIE	ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		A_{TOT} SENZA EFFETTO ENERGIVORI	
		TWh	%	GW	%	N.	%	M€	%
Clienti domestici	Residenti	51,62	20,84%	75,64	42,20%	23.803.331	65,11%	1.780,03	14,66%
	Non residenti	6,82	2,75%	19,49	10,87%	5.730.312	15,68%	881,65	7,26%
	Totale domestici	58,44	23,59%	95,13	53,08%	29.533.644	80,79%	2.661,68	21,92%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	4,82	1,94%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	257,25	2,12%
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	60,75	24,53%	49,58	27,66%	6.800.945	18,60%	4.027,97	33,18%
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	87,20	35,20%	24,32	13,57%	99.944	0,27%	4.083,09	33,63%
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	36,49	14,73%	8,85	4,94%	1.029	0,00%	1.110,62	9,15%
	Totale non domestici	189,25	76,41%	82,76	46,18%	6.901.918	18,88%	9.478,92	78,08%
	TOTALE	247,69	100,00%	177,88	99,25%	36.435.562	100,00%	12.140,60	100,00%

(A) Nei dati esposti non sono considerati gli effetti delle agevolazioni agli energivori e dell'elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni.

Fonte: ARERA.

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

TAV. 3.2 Effetto energivori: agevolazioni energivori ed elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni

	TIPOLOGIE	CLIENTI NON ENERGIVORI (PAGATORI A_{ESOS})				CLIENTI ENERGIVORI			
		ENERGIA PRELEVATA (TWh)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	A_{ESOS} (M€)	ENERGIA PRELEVATA (TWh)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	AGEVOLAZIONI (M€)
Clienti domestici	Residenti	51,62	75,64	23.803.331	378,52	-	-	-	-
	Non residenti	6,82	19,49	5.730.312	50,00	-	-	-	-
	Totale domestici	58,44	95,13	29.533.644	428,53	-	-	-	-
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	4,82	n.d.	n.d.	43,09	-	-	-	-
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	60,59	49,51	6.796.930	628,81	0,16	0,07	4.016	-4,52
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	62,84	18,16	94.087	536,40	24,36	6,17	5.857	-689,08
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	11,49	3,15	696	24,82	25,00	5,71	333	-843,22
	Gettito extra- tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	145,63
	Totale non domestici	139,73	70,82	6.891.713	1.233,13	49,52	11,94	10.205	-1.391,19
	TOTALE	198,17	165,94	36.425.356	1.661,65	49,52	11,94	10.205	-1.391,19

Fonte: ARERA.

CAPITOLO 3

TAV. 3.3 Distribuzione fissa/variabile (comprensiva di A_{ESOS} e di agevolazioni per gli energivori)

	TIPOLOGIE	A_{SOS}				A_{RIM}			
		M€	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	M€	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh
Clienti domestici	Residenti	1.662,10	0,00%	0,00%	100,00%	496,46	0,00%	0,00%	100,00%
	Non residenti	866,06	74,65%	0,00%	25,35%	65,59	0,00%	0,00%	100,00%
	Totale domestici	2.528,16	25,57%	0,00%	74,43%	562	0,00%	0,00%	100,00%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	255,57	0,00%	0,00%	100,00%	44,77	0,00%	0,00%	100,00%
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	3.682,54	2,86%	24,71%	72,43%	969,72	7,71%	67,53%	24,76%
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	3.310,22	1,10%	9,74%	89,16%	620,19	4,53%	46,66%	48,81%
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	204,99	2,69%	12,85%	84,45%	87,24	7,38%	77,60%	15,02%
	Gettito extra-tarifario da contributo imprese energivore in classe VAL	145,63	-	-	-	-	-	-	-
	Totale non domestici	7.598,94	1,97%	16,89%	81,14%	1.721,91	6,35%	58,77%	34,89%
	TOTALE	10.127,10	7,95%	12,61%	79,44%	2.283,96	4,79%	44,31%	50,91%

Fonte: ARERA.

La tavola 3.4 riporta, per tipologie contrattuali nell'anno 2020, l'allocazione dei gettiti degli oneri generali distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

TAV. 3.4 Distribuzione fissa/variabile (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)

TIPOLOGIE	TRAS		DIS		MIS		UC3 + UC6		SERVIZI DI RETE					TOT.
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	
Totale domestici	412	22,9%	2.095	45,2%	476	74,9%	48	36,6%	3.076	44,2%	19,6%	65,6%	15,8%	100,0%
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	39	2,1%	67	1,5%	3	0,5%	4	3,1%	101	1,5%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	494	27,5%	1.645	35,5%	132	20,8%	55	41,7%	2.190	31,5%	7,7%	67,5%	24,8%	100,0%
Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	639	35,6%	800	17,3%	23	3,7%	23	17,8%	1.400	20,1%	4,5%	46,7%	48,8%	100,0%
Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	213	11,9%	27	0,6%	1	0,2%	1	0,8%	191	2,7%	7,5%	78,5%	14,0%	100,0%
Totale non domestici	1.386	77,1%	2.538	54,8%	160	25,1%	83	63,4%	3.882	55,8%	6,4%	58,8%	34,9%	100,0%
TOTALE	1.797	100,0%	4.634	100,0%	636	100,0%	131	100,0%	6.957	100,0%	12,1%	60,7%	27,2%	100,0%

Fonte: ARERA.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (conto A2)

Come in parte già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, l'applicazione dei Criteri di efficienza economica per il secondo periodo di regolazione, previsto inizialmente per gli anni 2013-2016, è stata successivamente prolungata, con modifiche, fino all'anno 2020, per le difficoltà connesse all'elaborazione da parte di Sogin di un programma a vita intera delle attività rientranti nel perimetro degli oneri nucleari adeguato ai fini della definizione dei criteri di efficienza economica per il successivo periodo di regolazione.

Nel corso del 2020, in particolare, con la delibera 28 maggio 2020, 194/2020/R/eel, l'Autorità ha previsto per l'anno 2020 una sostanziale estensione dei Criteri di efficienza economica 2013-2016, integrati in relazione all'esigenza di tutela dell'utente elettrico, con disposizioni ancora più focalizzate a contenere nel breve termine gli oneri nucleari.

CAPITOLO 3

Con la delibera 28 luglio 2020, 290/2020/R/eel, sono state applicate, in sede di determinazione a consuntivo degli oneri nucleari per l'anno 2019, le disposizioni di cui alla delibera 29 ottobre 2019, 440/2019/R/eel, che, come già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, prevede l'annullamento di tutti i margini che i Criteri di efficienza economica riconoscono a Sogin, qualora l'avanzamento dei progetti strategici risulti insufficiente, condizione che nei fatti si è poi verificata.

L'anno 2020 ha tuttavia segnato una svolta, in quanto, in data 30 giugno 2020, Sogin ha trasmesso la documentazione relativa al Programma a vita intera della commessa nucleare (PVI 30 giugno 2020), corredato di un documento metodologico per la misurazione dell'avanzamento fisico della commessa nucleare (Documento sull'avanzamento).

Il PVI 30 giugno 2020 è stato elaborato da Sogin tenendo conto delle Linee guida sviluppate dalla Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*, ai sensi di quanto previsto al punto 17 della delibera 194/2020/R/eel, ed è risultato formalmente completo in relazione alle richieste di approfondimento e integrazione di cui al punto 2 della delibera 27 novembre 2018, 606/2018/R/eel, e delle successive richieste ai sensi della delibera 440/2019/R/eel. Il Documento sull'avanzamento contiene, invece, una proposta articolata in relazione alla misurazione dell'avanzamento fisico di tutte le attività rilevanti della commessa nucleare (non solo quelle di tipo realizzativo, ma anche di ingegneria, *licensing* e committenza) e costituisce un importante passo avanti per il controllo di efficacia della medesima commessa.

Con la delibera 27 ottobre 2020, 417/2020/R/eel, l'Autorità ha, pertanto, avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di riconoscimento degli oneri nucleari al fine di rivedere e integrare i Criteri di efficienza economica 2013-2016 per il periodo di regolazione successivo all'anno 2020 (terzo periodo di regolazione), individuando, nell'ambito del più generale obiettivo di efficienza ed efficacia del processo di *decommissioning*, gli obiettivi specifici da perseguire nello sviluppo del nuovo quadro regolatorio:

- responsabilizzare Sogin in relazione al rispetto dei programmi, superando, tra l'altro, la distinzione tra cause endogene e cause esogene (ferma restando la gestione di eventi imprevedibili ed eccezionali);
- proseguire l'efficientamento dei costi di struttura e responsabilizzare Sogin in relazione anche ad altre voci di costo attualmente non soggette a *cap*;
- ripensare la logica incentivante della regolazione, prevedendo, tra l'altro, modalità di riconoscimento dei costi che non consentano a Sogin di conseguire dei margini nei casi in cui la programmazione delle attività di *decommissioning* venga significativamente disattesa;
- includere nella regolazione le attività non realizzative, ma cruciali per l'avanzamento delle attività;
- semplificare e razionalizzare la classificazione dei costi, rafforzando, allo stesso tempo, la responsabilità di Sogin nell'efficientamento della politica e della gestione del personale (compreso l'incentivo all'esodo), nonché di tutti i costi relativi alla gestione della sede centrale e dei siti;
- incentivare Sogin a politiche di valorizzazione dei siti e delle competenze, che comportino anche ricadute favorevoli in termini di riduzione del peso della commessa nucleare ricadente sulle bollette dei clienti italiani, per esempio attraverso meccanismi di *sharing* dei margini ottenuti sulle attività terze.

La delibera 417/2020/R/eel ha altresì stabilito di definire un'adeguata durata per il terzo periodo di regolazione, che preveda la possibilità per Sogin di rivedere i programmi solo dopo un congruo numero di anni, nonché di aggiornare i criteri di separazione contabile, di cui all'allegato B della delibera 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08, nel corso del primo anno del terzo periodo di regolazione (2021), con l'obiettivo di una loro applicazione in forma aggiornata a partire dal 1° gennaio 2022.

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 417/2020/R/eel, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 17 novembre 2020, 464/2020/R/eel. L'orientamento principale dell'Autorità è che il terzo periodo di regolazione abbia durata di sei anni e sia articolato in due semiperiodi triennali; per ogni semiperiodo si farebbe riferimento al Piano a vita intera (PVI), che non verrebbe rivisto per l'intero arco triennale del semiperiodo (salvo eventi imprevedibili ed eccezionali); tale impostazione rientra nel più generale approccio *forward looking* della regolazione infrastrutturale, secondo le indicazioni del Quadro strategico dell'Autorità (Obiettivo strategico OS.20). A fronte di questo orientamento principale, nel documento per la consultazione 464/2020/R/eel si prevede anche una seconda opzione, con durata quadriennale del periodo regolatorio e articolazione in due semiperiodi biennali.

Ulteriori elementi caratterizzanti sono:

- una significativa semplificazione nella classificazione dei costi, cui corrispondono diversi trattamenti regolatori;
- la misurazione dell'avanzamento fisico della commessa nucleare, con indici di avanzamento anche a livello dei singoli siti e delle singole *task*, a loro volta articolate nelle fasi di progettazione, autorizzazione, committenza e realizzazione;
- per le fasi di realizzazione, un incentivo al rispetto delle previsioni di costo indicate nel PVI, tramite un meccanismo di *sharing* della differenza (in più o in meno) tra il costo effettivo e il costo previsto delle attività realizzative (normalizzati in relazione all'avanzamento effettivo, secondo il metodo *Earned Value* – EV);
- un meccanismo innovativo che modula il fattore di recupero di produttività (*X-factor*) in relazione alla differenza tra avanzamento complessivo delle attività di *decommissioning* effettivamente raggiunto e avanzamento previsto nel PVI 30 giugno 2020; in caso di significativo ritardo dell'avanzamento fisico, gli eventuali margini insiti nel meccanismo del *cap* non verrebbero lasciati all'impresa, mentre in caso di sostanziale rispetto della pianificazione l'*X-factor* verrebbe ridotto, fino ad annullarlo;
- nel caso in cui si opti per una durata del periodo di regolazione di sei anni, l'introduzione di un meccanismo di flessibilità, che consiste nel ridurre progressivamente le soglie di rispetto dell'avanzamento di cui al precedente punto man mano che il triennio avanza;
- sempre nel caso di durata del periodo regolatorio di sei anni, il documento per la consultazione propone inoltre un meccanismo di premialità di un rilevante obiettivo previsto dal PVI per il triennio; in ogni caso, si prevede comunque l'abbandono del sistema delle *milestone* utilizzato nei primi due periodi di regolazione;
- l'attivazione di meccanismi di trasparenza per introdurre incentivi a carattere reputazionale, grazie alla pubblicazione sul sito internet di Sogin degli obiettivi principali del programma di *decommissioning* e dei livelli di avanzamento effettivi a fronte di quelli previsti, senza pregiudizio per la sicurezza degli impianti, dei lavoratori e dei cittadini.

Infine, viene sostanzialmente mantenuto il meccanismo di *sharing* dei ricavi imputabili alla commessa nucleare, includendo anche aspetti attualmente non previsti come la valorizzazione di tecnologie sviluppate per il *decommissioning*, e si propone di assoggettare a *sharing* anche i margini delle attività svolte per terzi, attualmente esclusi dalla regolazione.

Nel corso del 2020, con la delibera 6 ottobre 2020, 359/2020/A, l'Autorità ha altresì approvato la stipula di un Protocollo di intesa con l'Ispettorato per la sicurezza nucleare e la radioprotezione (ISIN) per instaurare "nell'ambito delle rispettive competenze, un rapporto di collaborazione finalizzato al perseguimento degli interessi pubblici cui sono orientate le rispettive missioni istituzionali". Detto Protocollo prevede che "In sede di prima at-

CAPITOLO 3

tuazione, la collaborazione avrà ad oggetto l'analisi del Piano a vita intera del decommissioning degli impianti elettronucleari, inclusa la realizzazione del Deposito nazionale".

Da evidenziare che i primissimi giorni del 2021 hanno finalmente segnato una svolta anche nell'iter per la localizzazione e la realizzazione del Deposito nazionale per i rifiuti radioattivi. Infatti, il 5 gennaio 2021 Sogin, acquisito il 30 dicembre 2020 il previsto nulla osta da parte dei ministeri competenti, ha pubblicato la Carta nazionale delle aree potenzialmente idonee (CNAPI) e ne ha informato l'Autorità in data 7 gennaio 2021.

Ciò ha consentito all'Autorità di avviare un'istruttoria ai fini del riconoscimento dei costi sostenuti da Sogin fino al 31 dicembre 2020 per il Deposito nazionale e il Parco tecnologico (cfr. delibera 19 gennaio 2021, 12/2021/R/eel).

Oneri in capo al conto A3

Gli oneri posti in capo al conto A3 di competenza dell'anno 2020, in relazione all'incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili, hanno subito un significativo incremento rispetto a quanto registrato nell'anno precedente, come evidenziato nella tavola 3.5.

Detto incremento è in buona parte riconducibile agli effetti della significativa riduzione del PUN registrata nei primi mesi dell'anno in relazione all'emergenza Covid-19 che ha colpito l'Italia. La riduzione del PUN ha, infatti, un effetto di segno opposto sugli oneri in capo al conto A3 di competenza sia del medesimo anno sia, in prospettiva, per l'anno successivo, relativamente al meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi, per i quali l'onere da sostenere in un anno risente della media del PUN registrata nell'anno precedente.

TAV. 3.5 Dettaglio degli oneri in capo al conto A3, in milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2019		2020	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6 ⁽¹⁾	21	0,18%	0	0,00%
Ritiro certificati verdi	6	0,05%	6	0,05%
Conversione CV in incentivi	2.614	22,88%	2.613	21,84%
Fotovoltaico	5.924	51,85%	6.145	51,36%
Ritiro dedicato	28	0,25%	72	0,61%
Tariffa omnicomprensiva	1.908	16,70%	2.065	17,26%
Scambio sul posto	136	1,19%	164	1,37%
FER incentivi amministrati	561	4,91%	677	5,65%
Altro	4	0,03%	3	0,03%
Totale rinnovabili	11.202	98,04%	11.745	98,17%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	168	1,47%	144	1,20%
Oneri CO ₂ assimilate	49	0,43%	75	0,63%
Copertura certificati verdi assimilate	7	0,06%	0	0,00%
Risoluzione CIP6	0	0,00%	0	0,00%
Totale assimilate	224	1,96%	219	1,83%
TOTALE ONERI A3	11.426	100,00%	11.964	100,00%

(1) È inclusa anche l'energia prodotta dalla quota non biodegradabile dei rifiuti.

Fonte: ARERA.

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

A tale aggravamento del fabbisogno degli oneri si aggiunge l'effetto di un peggioramento dei flussi di cassa in entrata del conto A3, per la contrazione dei prelievi di energia elettrica.

Nel breve termine, la liquidità dei conti di gestione presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali è apparsa, comunque, sufficiente per la regolare gestione dei medesimi conti.

Per quasi tutto l'anno 2020, pertanto, l'Autorità non ha modificato il livello della componente tariffaria A_{SOS} (e, nel complesso, degli oneri generali di sistema del settore elettrico).

Solo in sede dell'aggiornamento tariffario del quarto trimestre del 2020 l'Autorità ha proceduto a un primo adeguamento al rialzo della componente tariffaria A_{SOS} , controbilanciato, tuttavia, da una equivalente riduzione dell'elemento A_{4RIM} della componente tariffaria A_{RIM} (cfr. delibera 29 settembre 2020, 349/2020/R/com).

Revisione delle modalità di allocazione dei costi relativi al meccanismo dei titoli di efficienza energetica

Con la delibera 26 marzo 2020, 96/2020/R/eel, che fa seguito al documento per la consultazione 17 settembre 2019, 375/2019/R/com, l'Autorità ha previsto che la parte delle componenti tariffarie RE e RE_T a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE), denominata "elemento RE_{TEE} ", non sia più applicata al gas naturale prelevato per alimentare le unità di produzione termoelettriche ai fini della successiva immissione di energia elettrica, ma direttamente ai clienti finali elettrici.

Tale disposizione ha l'obiettivo di evitare che il trasferimento delle richiamate componenti sui prezzi dell'energia elettrica, attraverso le offerte presentate dalle unità termoelettriche e accettate nei mercati dell'energia, comporti distorsioni e conseguenti inefficienze, a livello sia nazionale sia internazionale (il meccanismo dei titoli di efficienza energetica non è, infatti, presente negli stati confinanti, nei quali, pertanto, i produttori termoelettrici non sostengono il relativo costo), e, in ultima analisi, costi maggiori per i clienti finali del settore elettrico (che si troverebbero a sostenere costi più alti rispetto a quelli strettamente derivanti dal meccanismo dei TEE).

Dal punto di vista operativo, si prevede che tutti i produttori termoelettrici continuino a pagare le componenti RE e RE_T , come avviene già oggi, con la possibilità di presentare al GSE un'istanza di rimborso (totale o parziale), basata su apposita documentazione in grado di certificare l'assetto impiantistico e i parametri di funzionamento. Il rimborso è riferito alla parte delle componenti tariffarie RE e RE_T a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (elemento RE_{TEE}), limitatamente alla quantità di gas naturale per l'alimentazione di impianti termoelettrici al fine della produzione di energia elettrica da immettere in rete.

Inoltre, è stato assegnato al GSE il compito di consultare l'Autorità e sottoporre al suo giudizio, per approvazione:

- le modalità tramite cui i produttori che prelevano gas naturale per l'alimentazione di impianti termoelettrici al fine della produzione di energia elettrica da immettere in rete possono presentare richiesta finalizzata alla restituzione della parte delle componenti tariffarie RE e RE_T a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (elemento RE_{TEE});
- le modalità di calcolo della quantità di gas naturale per la quale è consentita la restituzione dell'elemento RE_{TEE} , ai sensi e nel rispetto dei principi espressi nel provvedimento (in sintesi, tali principi consistono nel

CAPITOLO 3

definire opportuni algoritmi differenziando le diverse casistiche che si possono presentare, garantendo efficacia ed economicità delle procedure, nonché nell'utilizzare, ove possibile, informazioni già in possesso del GSE ovvero procedure già implementate per altre finalità;

- le modalità di gestione della restituzione degli importi spettanti ai produttori ammessi al beneficio, prevedendo che tale restituzione avvenga generalmente su base mensile;
- l'entità dei contributi *una tantum* e annuali che dovranno essere corrisposti dai produttori ammessi al beneficio, a copertura dei costi operativi del GSE, affinché i costi di queste attività non gravino sui clienti finali.

Infine, con la delibera 96/2020/R/eel, l'Autorità ha definito una serie di tempistiche relative alle attività propedeutiche che devono essere svolte affinché il diritto alla restituzione dell'elemento RE_{TEE} decorra, per i produttori che ne fanno richiesta e che hanno i requisiti, dal 1° luglio 2021.

A seguire, con la delibera 15 dicembre 2020, 548/2020/R/com, l'Autorità ha:

- approvato, con modifiche, il Regolamento operativo, trasmesso dal GSE;
- previsto che, nell'ambito dei provvedimenti per l'aggiornamento dei valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, a partire dalle determinazioni di competenza dal 1° luglio 2021, sia individuata separatamente la parte delle componenti tariffarie RE e RE_T corrispondente all'elemento RE_{TEE} ;
- previsto che, con la medesima decorrenza di cui al precedente punto, nell'ambito dei provvedimenti per l'aggiornamento dei valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, sia fissata la parte ΔUC_7 dell'elemento A_{UC7RIM} della componente tariffaria A_{RIM} , il cui gettito è destinato ad alimentare direttamente il "Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale", ai fini di compensare gli importi restituiti dal GSE ai produttori termoelettrici beneficiari.

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

Come già evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, l'Autorità ha adottato la delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, integrata con successive delibere, con cui, tra l'altro, sono date disposizioni a CSEA, sia per la gestione del periodo transitorio relativo alla prima applicazione sia per la situazione a regime, per le attività di raccolta dei dati e di predisposizione degli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

Nel corso del 2020, con il documento per la consultazione 28 maggio 2020, 191/2020/R/eel, l'Autorità ha illustrato la proposta di integrazione dell'attuale disciplina per la formazione e la gestione degli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica (c.d. "imprese energivore"), tramite l'istituzione di una "sessione suppletiva" dedicata alle imprese che non rispettano (per cause a loro non imputabili) il termine perentorio attualmente previsto per la presentazione della dichiarazione necessaria all'avvio del procedimento di aggiornamento dell'elenco per l'anno successivo. Il documento ha illustrato altresì le modalità di riscossione della contribuzione posta a carico delle imprese per la copertura dei costi amministrativi sostenuti per la gestione di tale meccanismo.

In esito a tale consultazione, con la delibera 16 giugno 2020, 217/2020/R/eel, è stata introdotta un'apposita sessione suppletiva per l'ammissione di eventuali dichiarazioni tardive rispetto ai termini perentori per l'invio previsti dalla regolazione, integrata da misure proporzionate che hanno posto in capo all'impresa ritardataria il maggiore

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

onere che la gestione di una tale sessione comporta sia in termini di costi amministrativi, sia in termini di ritardo e appesantimento delle attività connesse con i procedimenti di riconoscimento delle agevolazioni avviati nei confronti delle imprese che hanno presentato le autodichiarazioni in modo tempestivo.

Nel dettaglio, la delibera 217/2020/R/eel ha previsto per le imprese che accedano alla sessione suppletiva per l'ammissione tardiva al regime di agevolazione:

- una maggiorazione del contributo ordinario richiesto alle imprese da CSEA per la copertura dei costi amministrativi sostenuti per la gestione del meccanismo agevolativo. Per ciascuna annualità, a partire dall'anno 2021, è previsto il pagamento (entro la presentazione della dichiarazione) di un contributo in quota fissa non rimborsabile a carico delle imprese che presentano, sul Portale di CSEA, la dichiarazione attestante la titolarità dei requisiti previsti dalla normativa;
- una decorrenza posticipata di un mese delle agevolazioni riconosciute in tale sessione suppletiva, in modo da tenere conto anche dei ritardi che la sessione determina sulle attività connesse ai procedimenti relativi alle autodichiarazioni pervenute tempestivamente;
- l'introduzione di un termine comunque perentorio per poter accedere alla sessione suppletiva. Decorso tale termine, in assenza delle previste dichiarazioni, decade, per l'anno di riferimento, il diritto al riconoscimento delle agevolazioni di cui al decreto ministeriale 21 dicembre 2017;
- in caso di accertamento di pagamenti in misura non conforme, la mancata regolarizzazione entro 60 giorni dall'invio della contestazione all'impresa da parte di CSEA comporterà l'automatica decadenza della dichiarazione e delle agevolazioni eventualmente già godute, con obbligo di restituzione delle stesse.

È stato inoltre previsto di attivare, in via eccezionale, una sessione suppletiva per l'agevolazione di competenza per l'anno 2020, al fine di dare la possibilità alle imprese aventi titolo alle agevolazioni di presentare la dichiarazione per l'anno 2020 con riconoscimento dal 1° febbraio 2020 in caso di accertamento dei requisiti richiesti.

Per quanto concerne le modalità di copertura dei costi amministrativi sostenuti da CSEA per la costituzione e l'aggiornamento dell'elenco degli energivori, per ciascuna annualità di competenza *n* è stata prevista l'applicazione di un contributo in quota fissa a carico delle imprese che presentano sul Portale la dichiarazione attestante la titolarità dei requisiti previsti dalla normativa, indipendentemente dalla classe di agevolazione alle stesse assegnata, in modo da riflettere i costi di natura istruttoria che ciascuna impresa deve sostenere indipendentemente dalla propria dimensione, dal settore di attività, dal numero di PoD o dalla classe di agevolazione assegnata; la suddetta modalità di ripartizione dei costi amministrativi sostenuti da CSEA su tutte le imprese ha altresì il vantaggio della semplicità di applicazione e può essere rivista annualmente.

Infine, è stato dato mandato a CSEA di procedere, con proprie circolari, previa informativa al Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e *Unbundling* dell'Autorità, ad apportare le modifiche operative per l'accesso al Portale in modo da favorire lo snellimento del processo, in particolare attraverso la digitalizzazione di tutta la documentazione necessaria.

Come previsto dalle delibere dell'Autorità, con la determina DIEU 18 settembre 2020, 16/2020, è stato aggiornato il prezzo di riferimento dell'energia elettrica di cui all'art. 5, comma 1, lettere a), del decreto ministeriale 21 dicembre 2017, ai fini della raccolta dei dati per il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica per la competenza 2021 (quarto anno del nuovo regime di agevolazioni, di cui al decreto citato), confermando la metodologia già utilizzata per la determinazione del medesimo valore per l'anno 2018,

CAPITOLO 3

tenendo conto della struttura tariffaria degli oneri generali e delle ulteriori componenti definita dalle delibere 28 giugno 2017, 481/2017/R/eel, e 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel.

Con la determina DIEU 24 settembre 2020, 17/2020, il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità ha introdotto interventi migliorativi nel modello per la raccolta dei dati del VAL, in particolare per adeguare il modello di calcolo del VAL tramite l'inserimento di un nuovo campo informativo, non previsto nelle precedenti dichiarazioni, che rilevi l'ammontare dell'agevolazione agli energivori "post-riforma" (ovvero, per le annualità dal 2018 in avanti). Infatti, le Linee guida prevedono che il VAL debba essere calcolato "al costo dei fattori", ovvero aggiungendo anche gli eventuali sussidi, in particolare l'agevolazione goduta (per ciascun anno del periodo triennale a cui si riferisce la dichiarazione); finora ciò era stato possibile solo con riferimento alle agevolazioni agli energivori "pre-riforma" (cioè fino all'annualità 2017). È stato pertanto dato mandato a CSEA di procedere, a partire dalla raccolta dati per la competenza 2021, alla messa a disposizione delle imprese di uno specifico modello con le modifiche e le integrazioni previste, prevedendo che le modifiche al calcolo del VAL introdotte con la sopra citata determina abbiano effetto solo per le agevolazioni di competenza 2021 e successive, e non per le agevolazioni di competenze anteriori.

Sulla base dei dati disponibili aggiornati al 16 marzo 2021, l'energia complessivamente agevolata nel 2020 è pari rispettivamente a poco più di 52 TWh, per un totale di 9.687 punti di prelievo (di cui oltre 3.750 in bassa tensione, con incidenza trascurabile sui volumi di energia agevolata, che è ripartita circa a metà tra media e alta tensione) (Tav. 3.6).

TAV. 3.6 Energia e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2020

TIPOLOGIE	PUNTI DI PRELIEVO		ENERGIA PRELEVATA	
	N.	%	TWh	%
Bassa tensione	4.016	39,3%	161	0,3%
Media tensione	5.857	57,4%	24.365	49,2%
Alta e altissima tensione	333	3,3%	24.995	50,5%
TOTALE	10.205	100,0%	49.521	100,0%

Fonte: ARERA, stime su dati CSEA e SIL. I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso.

Nella stima dell'onere complessivo del nuovo regime per il 2020 (calcolato sulla base dei dati aggiornati al 16 marzo 2021) prevale nettamente l'effetto della "clausola VAL": 1.517 imprese (su 3.682) che usufruiscono di tale agevolazione, infatti, beneficiano del 78% circa del volume economico di agevolazione, mentre le rimanenti 2.109 imprese con agevolazione in "classe FAT" pesano per circa il 22% del volume di agevolazioni (Tav. 3.7).

TAV. 3.7 Ammontare annuo di mancata contribuzione alla componente A_{SOS} nel 2020

CLASSE DI AGEVOLAZIONE	N. DI IMPRESE	MILIONI DI EURO	%
FAT.1	1.993	290,8	20,9%
FAT.2	69	8,8	0,6%
FAT.3	47	10,6	0,8%
VAL.x	1.573	1.081,1	77,7%
TOTALE	3.682	1.391,3	100,0%

Fonte: ARERA, stime su dati CSEA. I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso presso CSEA.