

**DELIBERAZIONE 27 DICEMBRE 2018**  
**706/2018/R/EEL**

**AGGIORNAMENTO DELLE COMPONENTI  $RCV$  E  $DISP_{BT}$  E DEL CORRISPETTIVO  $PCV$**   
**RELATIVI ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA. MODIFICHE AL**  
**TIV**

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA**  
**RETI E AMBIENTE**

Nella 1047<sup>a</sup> riunione del 27 dicembre 2018

**VISTI:**

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- la legge 4 agosto 2017, n. 124 (di seguito: legge 124/17);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modifiche con legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: decreto legge 73/07);
- il decreto legge 25 luglio 2018, n. 91, convertito con modifiche con legge 21 settembre 2018, n. 108 (di seguito: decreto legge 91/18);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com (di seguito: Bolletta 2.0);
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/com;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2015, 659/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 659/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2016, 369/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 369/2016/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 633/2016/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2017, 279/2017/R/com;
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2017, 867/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 867/2017/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2017, 927/2017/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2018, 364/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 364/2018/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 13 novembre 2018, 568/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 568/2018/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 5 dicembre 2018, 626/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 626/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 6 dicembre 2018, 639/2018/R/com (di seguito: deliberazione 639/2018/R/com);
- il vigente Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in merito agli obblighi di separazione contabile (*unbundling* contabile) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas e relativi obblighi di comunicazione (di seguito: TIUC);
- il vigente Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’erogazione dei servizi di vendita dell’energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali (di seguito: TIV);
- il documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 514/2015/R/eel, recante “Mercato dell’energia elettrica, revisione dei prezzi e delle componenti per la commercializzazione al dettaglio – PCV e RCV” (di seguito: documento per la consultazione 514/2015/R/eel);
- le comunicazioni della Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia 22 giugno 2018, prot. Autorità 19283 e 19287 ai venditori del mercato libero e agli esercenti la maggior tutela di maggiori dimensioni (di seguito: comunicazioni 22 giugno 2018);
- le comunicazioni della Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia 29 agosto 2018, prot. Autorità 24459 e 24460 ai venditori del mercato libero e agli esercenti la maggior tutela di maggiori dimensioni (di seguito: comunicazioni 29 agosto 2018).

**CONSIDERATO CHE:**

- la legge 481/95 attribuisce all’Autorità poteri di regolazione e controllo sull’erogazione dei servizi di pubblica utilità del settore elettrico, anche al fine di promuovere la concorrenza, l’efficienza dei servizi in condizioni di economicità e di redditività, favorendo al contempo la tutela degli interessi di utenti e di consumatori;
- il decreto-legge 73/07 ha, tra l’altro:
  - posto un obbligo di separazione societaria delle attività di vendita e di distribuzione dell’energia elettrica nei casi in cui le reti dell’impresa distributrice alimentino più di 100.000 clienti finali;
  - istituito il servizio di maggior tutela erogato nei confronti dei clienti domestici e delle piccole imprese che non hanno un venditore nel mercato libero, prevedendo che l’erogazione del servizio sia svolta dall’impresa distributrice territorialmente competente, anche mediante un’apposita società di vendita;
- la legge 124/17 ha disposto il superamento del servizio di maggior tutela a far data dal 1° luglio 2019; tale termine è stato successivamente posticipato all’1° luglio 2020 con il decreto-legge 91/18;

- in merito alle condizioni economiche applicate ai clienti finali in maggior tutela e alla remunerazione degli esercenti per il servizio erogato, il TIV prevede che:
  - ai clienti in maggior tutela sia applicato il corrispettivo *PCV*, il cui valore è definito in linea con i costi di commercializzazione sostenuti da un operatore efficiente del mercato libero;
  - agli esercenti la maggior tutela sia riconosciuta una remunerazione che assume livelli differenti a seconda che il servizio sia svolto da una società societariamente separata che alla data del 31 dicembre 2015 serviva un numero di punti prelievo superiore a 10 milioni (componente *RCV*), da una società societariamente separata che alla data del 31 dicembre 2015 serviva un numero di punti prelievo pari o inferiore a 10 milioni (componente *RCV<sub>sm</sub>*) o dall'impresa distributrice in forma integrata (componente *RCV<sub>i</sub>*), dimensionate per tenere conto delle diverse attività svolte dall'esercente la maggior tutela;
  - la differenza tra quanto complessivamente pagato dai clienti finali in maggior tutela a titolo di corrispettivo *PCV* e quanto riconosciuto agli esercenti mediante le componenti *RCV*, *RCV<sub>sm</sub>* e *RCV<sub>i</sub>* sia ripartita mediante la componente *DISP<sub>BT</sub>* tra i clienti finali in maggior tutela e i clienti serviti nel mercato libero aventi le caratteristiche previste dalla legge per accedere a tale servizio;
- in particolare, il diverso riconoscimento previsto dalle componenti *RCV* e *RCV<sub>sm</sub>* è stato introdotto dalla deliberazione 659/2015/R/eel per tenere conto dell'impatto derivante dalla dimensione aziendale sui costi, con riferimento alla possibilità o meno di sfruttare eventuali economie di scala;
- nel dettaglio, con riferimento ai suddetti corrispettivi e componenti risulta che:
  - essi sono differenziati in base alla tipologia di cliente finale, distinguendo tra punti di prelievo nella titolarità di clienti domestici in bassa tensione (di seguito: clienti domestici), punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica (di seguito: clienti illuminazione pubblica), altri punti di prelievo in bassa tensione (di seguito: clienti BT altri usi);
  - il corrispettivo *PCV* e la componente *DISP<sub>BT</sub>* sono unici a livello nazionale, mentre le componenti *RCV*, *RCV<sub>sm</sub>* e *RCV<sub>i</sub>* sono differenziate in base alle zone territoriali definite dal TIV (Centro Nord e Centro Sud);
  - il corrispettivo *PCV* e le componenti *RCV*, *RCV<sub>sm</sub>* e *RCV<sub>i</sub>* sono articolati in quota fissa (c€/punto di prelievo/anno) per i clienti domestici e per i clienti BT altri usi, e in quota energia (c€/kWh) per i clienti illuminazione pubblica; la componente *DISP<sub>BT</sub>* prevede, a decorrere dal 1 gennaio 2019, la medesima articolazione sopradescritta;
- con particolare riferimento all'articolazione della componente *DISP<sub>BT</sub>*, l'Autorità con la deliberazione 626/2018/R/eel ha, da un lato, ulteriormente differito all'1 gennaio 2020 l'eliminazione della progressività residua dalle aliquote a copertura degli oneri generali applicate alle utenze domestiche, e dall'altro, previsto il completo superamento della progressività della componente *DISP<sub>BT</sub>* applicata ai

- clienti domestici residenti, che assume pertanto la medesima struttura già vigente per le forniture presso abitazioni diverse, costituita unicamente da una quota fissa;
- inoltre, relativamente alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, il TIV prevede meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto alle componenti  $RCV$ ,  $RCV_{sm}$  e  $RCV_i$  atti alla copertura di costi non inclusi nella definizione delle suddette componenti; tali meccanismi sono applicabili ai soli esercenti che sopportino detti costi e che richiedano la partecipazione ai suddetti meccanismi di compensazione;
  - al riguardo il TIV prevede:
    - un meccanismo di compensazione della morosità per prelievi fraudolenti (articolo 16bis), destinato alla copertura degli oneri per la morosità dei clienti finali relativa a prelievi connessi a ricostruzioni di consumi effettuate dall'impresa distributrice, per le quali la medesima impresa distributrice abbia evidenziato la natura fraudolenta di tali prelievi da parte del cliente finale;
    - un meccanismo di compensazione della morosità (articolo 16ter) da applicare nei casi in cui il riconoscimento per la morosità implicito nel calcolo delle componenti  $RCV$ ,  $RCV_{sm}$  e  $RCV_i$  risulti inferiore a quanto sostenuto dal singolo operatore;
    - un meccanismo di compensazione uscita clienti (articolo 16quater) a garanzia del potenziale rischio di mancata copertura dei costi fissi, da applicare nel caso in cui l'uscita dei clienti serviti dal singolo esercente dalla maggiore tutela verso il mercato libero sia superiore a quanto assunto per la definizione delle componenti  $RCV$  e  $RCV_{sm}$  applicate nell'anno oggetto di compensazione;
    - un meccanismo incentivante (articolo 16quinquies) volto a favorire una maggiore diffusione delle bollette elettroniche presso i clienti finali, attraverso specifiche modalità di reintegrazione dei differenziali tra il livello dello sconto per la bolletta elettronica applicato dagli esercenti la maggior tutela ai sensi della Bolletta 2.0 e l'effettivo risparmio conseguito in termini di riduzione del costo di fatturazione;
  - nel corso dell'anno 2018 l'Autorità ha condotto verifiche ispettive in relazione al citato meccanismo di compensazione della morosità per prelievi fraudolenti di cui all'articolo 16bis del TIV nell'ambito delle quali sono state riscontrate circostanze tali da giustificare l'introduzione di possibili migliorie sotto il profilo della tempestività e dell'efficientamento della gestione del fenomeno dei prelievi fraudolenti da parte dei soggetti coinvolti; per tali ragioni con la deliberazione 568/2018/R/eel è stato avviato un procedimento per la successiva adozione di provvedimenti atti a efficientare la gestione del fenomeno dei prelievi fraudolenti anche mediante la riforma dell'attuale meccanismo di compensazione della morosità connessa ai prelievi fraudolenti di cui all'articolo 16bis del TIV, a partire dalle prossime determinazioni che dovranno essere effettuate dalla CSEA nel corso dell'anno 2019 e, al contempo è stata sospesa l'efficacia dell'articolo 16bis del TIV fino alla conclusione del procedimento medesimo;
  - con la deliberazione 639/2018/R/com è stato effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali

regolati dei settori elettrico e gas e sono stati approvati i valori del WACC per i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico, per il triennio 2019-2021, e per i servizi infrastrutturali regolati del settore gas, per l'anno 2019 tenendo tra l'altro conto delle modifiche normative relative alla fiscalità d'impresa, al valore dei parametri beta delle attività regolate e agli altri parametri;

- la deliberazione 369/2016/R/eel ha introdotto la *Tutela SIMILE*, uno strumento di accompagnamento al mercato libero dei clienti finali di maggior tutela, prevedendo, tra l'altro, che nell'ambito del contratto di *Tutela SIMILE* ai clienti finali sia applicato il corrispettivo *PCV* previsto per il servizio di maggior tutela;
- al fine di permettere la corretta formulazione della proposta economica da parte degli operatori interessati a partecipare alla *Tutela SIMILE*, la deliberazione 633/2016/R/eel ha aggiornato il corrispettivo *PCV* in vigore fino al 30 giugno 2018; successivamente la deliberazione 364/2018/R/eel ha prorogato i valori del corrispettivo *PCV* fino al 31 dicembre 2018.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- in generale, la determinazione e l'aggiornamento delle componenti relative alla commercializzazione della vendita al dettaglio sono effettuati in modo tale da trasferire ai clienti finali il corretto segnale di prezzo relativo all'attività di commercializzazione e non creare potenziali barriere alla scelta dei venditori nel mercato libero da parte dei clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;
- con il documento per la consultazione 514/2015/R/eel sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in merito ai criteri da utilizzare ai fini delle predette attività di determinazione delle componenti relative alla commercializzazione della vendita al dettaglio;
- in particolare, tali criteri prevedono che per quanto attiene i costi operativi connessi alla morosità dei clienti finali:
  - il riconoscimento avvenga, secondo una metodologia consolidata, in misura percentuale rispetto al fatturato atteso, prendendo a riferimento il tasso di mancato incasso delle fatture (di seguito: *unpaid ratio*) trascorso un periodo di 24 mesi dalla loro emissione;
  - ai fini della determinazione dell'*unpaid ratio* vengano condotte delle analisi sulla base dei dati trasmessi da due campioni, il primo di esercenti la maggior tutela di maggiori dimensioni (utilizzato per le successive determinazioni delle componenti *RCV*, *RCV<sub>sm</sub>* e *RCV<sub>i</sub>*) e il secondo di venditori operanti sul mercato libero (utilizzato per le successive determinazioni del corrispettivo *PCV*), e che in generale venga adottato un livello di riconoscimento che tenga conto, da un lato, della necessità di incentivare l'efficientamento nelle politiche di gestione del credito, al fine di promuovere condizioni di erogazione del servizio efficienti, e, dall'altro lato, della diversa incidenza del fenomeno della morosità nel caso di clienti cessati, per i quali, cioè, alla data di rilevazione dell'incasso il rapporto contrattuale non risulta più in essere;

- in riferimento agli altri costi operativi, essi sono definiti a partire dalle informazioni desumibili dai conti annuali separati disponibili al momento dell'aggiornamento, operando al contempo delle rettifiche di tali informazioni al fine di considerare unicamente i costi tipici dell'attività di commercializzazione, escludendo pertanto le voci di natura straordinaria e le partite di costo che trovano copertura mediante ricavi derivanti da apposite componenti di prezzo (es. trasporto e oneri passanti);
- in relazione alla remunerazione del capitale investito netto trovano conferma i criteri relativi alla definizione parametrica del predetto capitale, che per le imprese di vendita risulta sostanzialmente coincidente con il capitale circolante netto, alla metodologia per la determinazione del tasso di remunerazione da applicare al capitale investito netto e al separato riconoscimento dell'onere IRAP.

**CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:**

- con le comunicazioni 22 giugno 2018 sono state richieste agli esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria in ambiti in cui alla rete dell'impresa distributrice sono connessi più di 100.000 clienti finali e a un campione rappresentativo di venditori del mercato libero informazioni relative a:
  - grandezze quantitative relative ai clienti finali serviti;
  - dati economici e patrimoniali dell'anno 2017, ulteriori rispetto a quanto già trasmesso all'Autorità in ottemperanza agli obblighi di cui al TIUC;
  - informazioni relative alla morosità dei clienti finali;
  - per i soli esercenti la maggior tutela, eventuali costi sostenuti nel 2017 in seguito all'introduzione di misure di *debranding*;
  - informazioni relative alle modalità di fatturazione e pagamento;
- il termine per l'invio delle informazioni richieste è stato successivamente prorogato, con le comunicazioni 29 agosto 2018, a valle di richieste giunte dagli operatori;
- per quanto concerne le informazioni relative alla maggior tutela, sulla base dei dati disponibili e delle risposte ricevute è stato possibile analizzare un campione di esercenti la maggior tutela che rappresenta circa il 97% dei POD (corrispondenti al 98% dei volumi) relativi ai clienti domestici e ai clienti BT altri usi serviti in maggior tutela;
- in relazione ai costi operativi connessi alla morosità dei clienti finali, in base ai dati dichiarati dagli esercenti la maggior tutela:
  - i dati relativi al fatturato del periodo luglio 2015 – giugno 2016 e al relativo incasso a 24 mesi (luglio 2017 – giugno 2018) mostrano un livello complessivo di *unpaid ratio* dichiarato dal campione pari a 1,24%, con livelli mediamente più elevati per i clienti BT altri usi e più contenuti per i clienti domestici, complessivamente in diminuzione rispetto al dato dello scorso anno;
  - si confermano, da un lato, livelli medi differenziati tra le regioni, con una variabilità territoriale tra le regioni del Centro Nord e quelle del Centro Sud,

con le prime che si attestano su livelli mediamente inferiori rispetto alle seconde e, dall'altro lato, una maggiore incidenza del fenomeno della morosità per i clienti cessati; in relazione alla differenziazione territoriale del fenomeno, la diminuzione osservata a livello complessivo risulta particolarmente rilevante al Centro Sud; inoltre in taluni casi si continua ad osservare una certa variabilità anche tra regioni appartenenti alla medesima macrozona sopra individuata;

- in relazione agli altri costi operativi, le più recenti informazioni di costo consuntivo certificate disponibili afferiscono all'anno 2017 e, con riferimento alle informazioni pervenute in esito alle comunicazioni 22 giugno 2018, i costi relativi all'implementazione delle misure di *debranding* risultano già ricompresi nelle voci di costo normalmente considerate ai fini della determinazione del costo riconosciuto;
- in linea col passato, trova altresì conferma la presenza di una rilevante differenza tra il costo unitario dell'operatore di maggiori dimensioni e quello degli altri esercenti operanti in regime di separazione societaria, in ragione delle diverse economie di scala perseguibili (di seguito: effetto dimensione);
- per quanto concerne le informazioni relative al mercato libero, sulla base dei dati disponibili e delle risposte ricevute è stato possibile analizzare un campione di venditori che rappresenta circa l'84% dei POD (corrispondenti al 65% dei volumi) relativi ai clienti domestici e ai clienti BT altri usi serviti in tale mercato;
- con riferimento ai dati di morosità, al campione sono state richieste informazioni circa il fatturato relativo sia al periodo luglio 2014 – giugno 2015 e ai relativi importi incassati trascorsi 24 mesi (luglio 2016 - giugno 2017), sia al periodo luglio 2015 - giugno 2016 e ai relativi importi incassati trascorsi 24 mesi (luglio 2017 - giugno 2018); ciò ha consentito di osservare l'evoluzione del fenomeno della morosità nel tempo;
- dall'analisi dei dati e delle informazioni trasmesse per quanto riguarda gli oneri relativi alla morosità:
  - i valori di *unpaid ratio* riferiti al fatturato del periodo luglio 2014 – giugno 2015 e ai relativi importi incassati trascorsi 24 mesi (luglio 2016 - giugno 2017) hanno mostrato un *unpaid ratio* dichiarato per il mercato libero pari a circa 3,69%, in riduzione rispetto ai valori relativi all'anno precedente;
  - si evidenzia come il percorso di riduzione dell'*unpaid ratio* sia continuato anche con riferimento ai valori riferiti al fatturato del periodo luglio 2015 - giugno 2016 e ai relativi importi incassati trascorsi 24 mesi (luglio 2017 - giugno 2018), per i quali si rileva un *unpaid ratio* pari a circa 2,73%;
  - con riferimento a tutti i periodi oggetto di analisi si confermano come già in passato:
    - i) livelli medi differenziati nelle singole regioni, con una differenziazione territoriale tra le regioni del Centro Nord e del Centro Sud, con le prime che si attestano su livelli mediamente inferiori rispetto alle seconde, e, come osservato anche per il servizio di

maggior tutela la diminuzione osservata a livello complessivo risulta particolarmente rilevante al Centro Sud;

ii) una maggiore incidenza del fenomeno della morosità per i clienti cessati rispetto a quelli non cessati;

- l'analisi dei costi operativi diversi dalla morosità mostra, come già in passato, un'elevata rilevanza della quota dei costi indiretti;
- sia per quanto riguarda il servizio di maggior tutela sia per il mercato libero, in linea col passato, nell'ambito della raccolta *unbundling* è stata altresì prevista la possibilità per gli operatori di comunicare ulteriori informazioni relativamente al ribaltamento dei costi connessi alla funzione operativa condivisa commerciale, di vendita e di gestione della clientela del settore elettrico e alla funzione operativa condivisa commerciale, di vendita e di gestione della clientela comune al settore elettrico e gas; in particolare la trasmissione di tali informazioni, adeguatamente certificate, avviene da parte del singolo esercente su base volontaria e mira a valutare la diversa incidenza dei costi indiretti in ipotesi di utilizzo del driver di attribuzione "numero di fatture emesse" in luogo del driver "ricavi dalle vendite e dalle prestazioni";
- in relazione al livello del capitale investito netto, permane una situazione in cui le attività dello stato patrimoniale, relative principalmente alle immobilizzazioni immateriali, al netto delle voci incluse nel computo del capitale circolante netto, risultano complessivamente inferiori alle passività;
- per quanto attiene alle informazioni circa le modalità di fatturazione e pagamento, con particolare riferimento alla fatturazione *online*, l'analisi dei dati mostra come mediamente nel mercato libero vi sia un ricorso alla fattura non cartacea superiore a quello che si evidenzia per il servizio di maggior tutela, dove comunque si registra un leggero incremento dei clienti che scelgono tale tipologia di emissione.

#### **RITENUTO OPPORTUNO:**

- procedere all'aggiornamento delle componenti  $RCV$ ,  $RCV_{sm}$  e  $RCV_i$ , e del corrispettivo  $PCV$  con effetto dal 1 gennaio 2019;
- determinare il livello delle predette componenti tenuto conto dei criteri di riconoscimento già utilizzati in passato e sopra richiamati;
- prevedere in particolare che, per quanto attiene le componenti  $RCV$ ,  $RCV_{sm}$  e  $RCV_i$ :
  - il tasso di *unpaid ratio* riconosciuto sia determinato procedendo ad un'analisi comparata sulla base di tutti gli elementi a disposizione come rilevabili da quanto dichiarato dagli esercenti, tenendo, tra l'altro in considerazione le differenze emerse tra i tassi rilevabili presso clienti cessati e non cessati, e assumendo ipotesi di efficientamento al fine di non includere nel riconoscimento situazioni di gestione non efficiente del credito;
  - il tasso di *unpaid ratio* riconosciuto sia altresì determinato in maniera differenziata al fine di tenere conto dell'impatto della dimensione



dell'esercente sulle possibili politiche di gestione e di recupero del credito che possono essere messe in atto;

- il tasso di *unpaid ratio* da applicare alla stima del fatturato sia pari a:
  - a) 0,28% per i clienti domestici, zona Centro Nord;
  - b) 0,85% per i clienti domestici, zona Centro Sud;
  - c) 1,15% per i clienti BT altri usi, zona Centro Nord;
  - d) 2,83% per i clienti BT altri usi, zona Centro Sud;
- il livello degli oneri da riconoscere, determinato applicando i predetti livelli di *unpaid ratio* al livello di importi fatturati aggiornati sulla base della migliore stima del livello dei prezzi e del consumo medio dei clienti serviti in maggior tutela nel 2019, sia diminuito per tenere conto del ricorso a strumenti di copertura del rischio morosità;
- gli altri costi operativi siano determinati:
  - a) a partire dai valori di bilancio dell'anno 2017, desumibili dai conti annuali separati trasmessi dagli esercenti in ottemperanza ai vigenti obblighi di *unbundling* contabile;
  - b) tenendo conto, ai fini dell'attribuzione dei costi indiretti derivanti dalle funzioni operative condivise commerciale di vendita e di gestione della clientela del settore elettrico e commerciale di vendita e di gestione della clientela comune al settore elettrico e gas, delle informazioni, ove disponibili, comunicate dagli operatori in sede di trasmissione dei conti annuali separati, relative all'utilizzo del *driver* funzionale a tale ribaltamento;
  - c) considerando i costi tipici dell'attività di commercializzazione e confermando la differenziazione del riconoscimento per tenere conto dell'effetto dimensione;
- in relazione alla remunerazione del capitale investito netto, si proceda secondo la metodologia parametrica di stima del capitale circolante netto già utilizzata in passato; in particolare il livello del capitale circolante netto connesso all'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica sia definito sulla base di un'esposizione media di 38 giorni, determinata tenendo conto dei tempi di pagamento delle partite relative alle varie fasi dell'approvvigionamento dell'energia elettrica e dei tempi di incasso delle fatture da parte dei clienti finali, considerando altresì l'impatto dei ritardi di pagamento sul livello del capitale circolante netto in maniera differenziata per l'operatore di maggiori dimensioni e per gli altri esercenti societariamente separati, in ragione della diversa efficienza delle politiche di gestione del credito attuabili;
- la determinazione del livello di remunerazione da applicare al capitale investito netto avvenga, come già in passato, mediante la metodologia del *Weighted Average Cost of Capital* (di seguito: WACC), tenuto conto tuttavia della necessità di rivederne il livello anche in coerenza con quanto operato dall'Autorità mediante la deliberazione 639/2018/R/com; ciò comporta in particolare la revisione dei parametri funzionali al calcolo del costo del debito e del capitale proprio, delle aliquote fiscali e del parametro beta al fine di

- tenere conto dei valori riconosciuti in relazione ai servizi regolati; in esito a tale rideterminazione, il livello di WACC considerato nella determinazione delle componenti *RCV* risulta pari a 6,5%;
- il riconoscimento dell'onere IRAP avvenga, in continuità con il passato, in maniera separata e sia determinato a partire dalle informazioni desumibili dai bilanci di esercizio degli operatori, in ragione della peculiare struttura aziendale tipica delle società di vendita;
  - utilizzare, ai fini della determinazione del costo riconosciuto, una stima dei clienti serviti in maggior tutela nel 2019 determinata, per ciascuna tipologia di cliente, a partire dalle informazioni storiche disponibili, ferma restando l'applicazione del richiamato meccanismo di compensazione uscita clienti di cui all'articolo 16quater del TIV, qualora un esercente dovesse effettivamente sperimentare tassi di uscita dei clienti superiori a quanto ipotizzato ai fini della determinazione delle componenti *RCV* e *RCV<sub>sm</sub>*;
  - confermare altresì il meccanismo di compensazione della morosità (articolo 16ter del TIV), con riferimento al quale si procede a pubblicare fin da ora i livelli riconosciuti per l'anno 2019, e il meccanismo incentivante volto a favorire una maggiore diffusione delle bollette elettroniche (articolo 16quinquies), con riferimento al quale si confermano altresì i valori dell'ammontare di reintegrazione per l'anno 2018;
  - prevedere che, per quanto attiene il corrispettivo *PCV*:
    - in relazione agli oneri relativi alla morosità:
      - i. essi siano definiti sulla base del livello di *unpaid ratio* riconosciuto, determinato attraverso un'analisi territoriale, per ciascuna tipologia di clienti finali e distintamente per i clienti cessati e non, dei dati trasmessi dagli operatori e procedendo a non considerare i dati collegati a situazioni di gestione non efficiente del credito da parte del singolo operatore, che sono pertanto allineati ai valori determinati sulla base dei livelli riscontrati presso gli altri operatori; in tale modo si individua un livello medio nazionale di *unpaid ratio* riconosciuto pari a 1,86% (1,68% per i clienti domestici e 1,99% per i clienti BT altri usi);
      - ii. il livello degli oneri da riconoscere, determinato applicando i predetti livelli di *unpaid ratio* al livello di importi fatturati aggiornati sulla base della migliore stima del livello dei prezzi e del consumo medio del numero dei clienti serviti, sia diminuito per tenere conto del ricorso a strumenti di copertura del rischio morosità;
    - relativamente al riconoscimento degli altri costi operativi diversi dalla morosità vengano utilizzati i valori di costo dell'anno 2017, desumibili dai conti annuali separati degli operatori del campione che hanno trasmesso i dati ai sensi della normativa *unbundling* e che, in tale riconoscimento, i valori del costo riconosciuto comprendano i costi connessi alle politiche di *marketing* e acquisizione della clientela in ragione della stima della durata media del rapporto contrattuale;

- siano considerati i costi tipici dell'attività di commercializzazione, e procedendo in maniera prudentiale, escludendo, da un lato, gli operatori che mostrano valori di costo unitario ampiamente inferiori alla media e, dall'altro, quelli con valori ampiamente superiori, per i quali non sia rinvenibile, dalle informazioni a disposizione dell'Autorità, adeguata giustificazione delle maggiori poste contabili;
- in linea con il riconoscimento delle componenti *RCV*:
  - i. ai fini dell'attribuzione dei costi indiretti all'attività vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica, siano considerate, ove disponibili, anche le informazioni, comunicate dagli operatori in sede di trasmissione dei conti annuali separati, relative al ribaltamento dei costi connessi alla funzione operativa condivisa commerciale, di vendita e gestione della clientela del settore elettrico e alla funzione operativa condivisa commerciale, di vendita e gestione della clientela comune al settore elettrico e gas;
  - ii. in relazione alla quantificazione del capitale investito netto, si proceda secondo la richiamata metodologia parametrica di stima del capitale circolante netto sulla base di un'esposizione media di 53 giorni, determinata tenendo conto dei tempi di pagamento delle partite relative alle varie fasi dell'approvvigionamento dell'energia elettrica e dei tempi di incasso delle fatture da parte dei clienti finali, considerando altresì l'impatto dei ritardi di pagamento sul livello del capitale circolante e un livello di importi fatturati aggiornati sulla base della migliore stima del livello dei prezzi e del consumo medio del numero dei clienti serviti nel mercato libero nel 2019;
  - iii. la remunerazione del capitale investito netto avvenga sulla base della metodologia WACC ed effettuando un riconoscimento separato dell'onere IRAP, determinato a partire dalle informazioni desumibili dai bilanci di esercizio degli operatori, in ragione della peculiare struttura aziendale tipica delle società di vendita;
  - iv. il livello della remunerazione sia rivisto, per le stesse ragioni illustrate per le componenti *RCV* e sia differenziato rispetto a quest'ultimo per tenere conto della diversa rischiosità dell'attività di vendita sul mercato libero rispetto al servizio di maggior tutela; in esito alla rideterminazione il livello di WACC considerato nella determinazione del corrispettivo *PCV* risulta pari a 6,7%;
- l'attribuzione dei costi diversi dagli oneri della morosità alle diverse tipologie di clienti finali sia effettuata secondo la medesima proporzione sottostante agli attuali livelli del corrispettivo *PCV*.

**RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:**

- procedere all'aggiornamento della componente  $DISP_{BT}$ , con effetto dal 1 gennaio 2019 prevedendo, secondo quanto disposto dalla deliberazione 626/2018/R/eel, che essa sia articolata, per tutte le tipologie di clienti, unicamente in quota fissa;
- prevedere che il livello della componente  $DISP_{BT}$  tenga altresì in considerazione la necessità di gettito derivante dai meccanismi di compensazione previsti dal TIV e dimensionando detta componente al fine di recuperare la necessità di gettito in un anno, tenendo prudenzialmente conto della necessità di gettito connessa al meccanismo di cui all'articolo 16bis del TIV

**DELIBERA**

**Articolo 1**  
*Modificazioni al TIV*

- 1.1 All'articolo 10, comma 10 del TIV le parole "3 e 3bis" sono sostituite dalle parole "3, 3bis e 3 ter".
- 1.2 Le tabelle 1, 2, 3bis, 4, 5 e 14 del TIV sono sostituite dalle seguenti tabelle:

**Tabella 1: Corrispettivo PCV di cui al comma 10.1**

Tipologie contrattuali di cui al comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		centesimi di euro/punto di prelievo per anno		centesimi di euro/kWh
		lettera a) Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	lettera c) Altri punti di prelievo in bassa tensione	lettera b) Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica
Periodo di applicazione	Da 01/01/2012 a 31/12/2012	3.000,00	4.970,00	0,133
	Da 01/01/2013 a 31/12/2013	3.000,00	6.961,54	0,186
	Da 01/01/2014 a 31/12/2014	3.000,00	7.378,67	0,197
	Da 01/01/2015 a 31/12/2015	3.000,00	7.450,05	0,199
	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	5.487,38	11.587,24	0,310
	Da 01/01/2017 a 31/12/2018	5.778,84	11.837,77	0,317
	Da 01/01/2019	6.538,46	12.184,84	0,326

**Tabella 2: Meccanismo di cui all'articolo 16ter**

**a) Valori minimi di *unpaid ratio* di cui al comma 16ter.1 per l'ammissione al meccanismo di compensazione**

	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019
	CENTRO SUD					
Lettera a) – Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	0,83%	1,13%	1,43%	1,45%	1,12%	1,06%
Lettera c) – Altri punti di prelievo in bassa tensione	3,72%	3,32%	3,91%	4,22%	5,13%	3,56%
	CENTRO NORD					
Lettera a) – Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	0,38%	0,43%	0,46%	0,44%	0,36%	0,30%
Lettera c) – Altri punti di prelievo in bassa tensione	1,12%	1,43%	1,29%	1,39%	1,40%	1,20%

**b) Parametro  $COMP_{I,Z}^{RCV\_Y}$  di cui al comma 16ter.5**

	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno					
	CENTRO SUD					
Lettera a) – Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	685,98	465,46	566,55	884,17	825,06	383,56
Lettera c) – Altri punti di prelievo in bassa tensione	4.259,45	5.401,77	3.864,19	5.873,78	8.082,69	4.282,63
	CENTRO NORD					
Lettera a) – Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	409,78	212,20	425,78	660,68	701,15	310,18
Lettera c) – Altri punti di prelievo in bassa tensione	3.075,80	3.285,29	3.862,94	5.856,68	7.953,37	3.182,78

**c) Periodo di riferimento per la definizione del fatturato di cui al comma 16ter.3**

Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018	Anno 2019
Ottobre 2010 Settembre 2011	Ottobre 2011 Settembre 2012	Maggio 2012 Aprile 2013	Luglio 2013 Giugno 2014	Luglio 2014 Giugno 2015	Luglio 2015 Giugno 2016

**Tabella 3bis: Componente  $DISP_{BT}$  dal 1 gennaio 2017 al 31 dicembre 2018**

**a) Componente  $DISP_{BT}$  di cui al comma 10.10 per le tipologie contrattuali di cui al comma 2.3, lettere b) e c)**

		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Tipologie contrattuali di cui al comma 2.3 lettere b) e c) per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		lettera c) Altri punti di prelievo in bassa tensione	lettera b) Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica
Periodo di applicazione	Da 01/01/2017 a 31/03/2017	-1.143,96	-0,040
	Da 01/04/2017 a 31/12/2017	-434,37	-0,015
	Da 01/01/2018 a 31/12/2018	-187,55	-0,007

**b) Componente  $DISP_{BT}$  di cui al comma 10.10 per la tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a), relativamente ai punti di prelievo riferiti ad alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente**

		centesimi di euro/punto di prelievo per anno
Periodo di applicazione	Da 01/01/2017 a 31/03/2017	-2.374,59
	Da 01/04/2017 a 31/12/2017	-2.314,50
	Da 01/01/2018 a 31/12/2018	-2.298,86

		<b>centesimi di euro/kWh</b>			
		Periodo di applicazione			
<b>da</b>	<b>fino a</b>	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	Da 01/01/2018 a 31/03/2018	Da 01/04/2018 a 30/06/2018	Da 01/07/2018 a 31/12/2018
0	1800	0,272	0,269	0,262	0,247
Oltre	1800	0,583	0,619	0,633	0,663

c) **Componente  $DISP_{BT}$  di cui al comma 10.10 per la tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a), relativamente ai punti di prelievo diversi da quelli di cui alla precedente lettera b)**

		centesimi di euro/punto di prelievo per anno
Periodo di applicazione	Da 01/01/2017 a 31/03/2017	-1.544,39
	Da 01/04/2017 a 31/12/2017	-1.484,30
	Da 01/01/2018 a 31/12/2018	-1.468,70

**Tabella 4: Componenti  $RCV$  e  $RCV_{sm}$  di cui al comma 15.1**

a) **Componente  $RCV$  di cui al comma 15.1, lettera a)**

		centesimi di euro/punto di prelievo per anno		centesimi di euro/kWh
Tipologie contrattuali di cui al comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		lettera a) Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	lettera c) Altri punti di prelievo in bassa tensione	lettera b) Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica
		<b>Zona territoriale Centro Nord</b>		
Periodo di applicazione	Da 01/01/2012 a 31/12/2012	2.061,23	3.477,92	0,076
	Da 01/01/2013 a 31/12/2013	1.846,31	4.524,00	0,099

	Da 01/01/2014 a 31/03/2014	1.809,52	4.461,62	0,098
	Da 01/04/2014 a 31/12/2014	1.936,88	4.521,48	0,099
	Da 01/01/2015 a 31/12/2015	1.951,62	4.920,77	0,108
	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	2.539,84	4.920,51	0,108
	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	2.712,22	5.322,17	0,117
	Da 01/01/2018 a 31/12/2018	2.707,48	5.418,80	0,119
	Da 01/01/2019	2.626,20	5.154,13	0,113
		<b>Zona territoriale Centro Sud</b>		
Periodo di applicazione	Da 01/01/2012 a 31/12/2012	2.061,23	3.477,92	0,076
	Da 01/01/2013 a 31/12/2013	2.127,30	6.675,97	0,146
	Da 01/01/2014 a 31/03/2014	2.051,36	8.126,11	0,178
	Da 01/04/2014 a 31/12/2014	2.178,72	8.185,96	0,179
	Da 01/01/2015 a 31/12/2015	2.311,18	7.472,91	0,163
	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	2.940,56	7.348,71	0,160
	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	3.004,92	7.621,84	0,166
	Da 01/01/2018 a 31/12/2018	3.067,44	8.974,80	0,195
	Da 01/01/2019	2.897,33	7.601,56	0,166

**b) Componente  $RCV_{sm}$  di cui al comma 15.1, lettera b)**

Tipologie contrattuali di cui al comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		centesimi di euro/punto di prelievo per anno		centesimi di euro/kWh
		lettera a) Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	lettera c) Altri punti di prelievo in bassa tensione	lettera b) Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica
		<b>Zona territoriale Centro Nord</b>		
Periodo di applicazione	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	3.535,81	6.592,79	0,145
	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	3.807,10	7.210,77	0,159
	Da 01/01/2018 a 31/12/2018	3.741,84	7.261,96	0,160
	Da 01/01/2019	3.977,33	7.181,19	0,158
		<b>Zona territoriale Centro Sud</b>		
Periodo di applicazione	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	4.108,19	10.963,49	0,239
	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	4.345,30	12.536,55	0,273
	Da 01/01/2018 a 31/12/2018	4.076,76	14.623,02	0,319
	Da 01/01/2019	4.253,13	11.629,87	0,254



**Tabella 5: Componente  $RCV_i$  di cui al comma 15.1, lettera c)**

Tipologie contrattuali di cui al comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		centesimi di euro/punto di prelievo per anno		centesimi di euro/kWh
		lettera a) Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	lettera c) Altri punti di prelievo in bassa tensione	lettera b) Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica
<b>Zona territoriale Centro Nord</b>				
Periodo di applicazione	Da 01/01/2012 a 31/12/2012	1.648,98	2.782,34	0,061
	Da 01/01/2013 a 31/12/2013	1.477,05	3.619,20	0,080
	Da 01/01/2014 a 31/03/2014	1.447,62	3.569,30	0,080
	Da 01/04/2014 a 31/12/2014	1.549,50	3.617,18	0,080
	Da 01/01/2015 a 31/12/2015	1.561,30	3.936,62	0,086
	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	2.031,87	3.936,41	0,086
	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	2.169,78	4.257,73	0,093
	Da 01/01/2018 a 31/12/2018	2.164,72	4.332,52	0,095
	Da 01/01/2019	2.096,89	4.115,31	0,090
<b>Zona territoriale Centro Sud</b>				
Periodo di applicazione	Da 01/01/2012 a 31/12/2012	1.648,98	2.782,34	0,061
	Da 01/01/2013 a 31/12/2013	1.701,84	5.340,78	0,120
	Da 01/01/2014 a 31/03/2014	1.641,09	6.500,89	0,140
	Da 01/04/2014 a 31/12/2014	1.742,98	6.548,77	0,140
	Da 01/01/2015 a 31/12/2015	1.848,94	5.978,33	0,130
	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	2.352,45	5.878,97	0,128
	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	2.403,93	6.097,47	0,133
	Da 01/01/2018 a 31/12/2018	2.452,53	7.175,67	0,156
		Da 01/01/2019	2.313,37	6.069,46

**Tabella 14: parametri di cui al comma 16quinquies.4.**

	Anni oggetto di reintegrazione 2016, 2017 e 2018 (Anno Y)	
Tipologia di cliente finale	Lettera a) - Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	Lettera c) - Altri punti di prelievo in bassa tensione
	euro/punto di prelievo	
$DiffSC_{c,Y}^{>10}$	3,30	3,70

$DiffSC_{c,y}^{<10}$	2,10	2,30
----------------------	------	------

1.3 Dopo la tabella 3 bis è aggiunta la seguente tabella:

**Tabella 3ter: Componente  $DISP_{BT}$  dal 1 gennaio 2019**

Tipologie contrattuali di cui al comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		centesimi di euro/punto di prelievo per anno		centesimi di euro/kWh
		lettera a) Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	lettera c) Altri punti di prelievo in bassa tensione	lettera b) Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica
Periodo di applicazione	Da 01/01/2019	-1.737,76	- 449,58	-0,017

**Articolo 2**  
*Disposizioni finali*

2.1 Il presente provvedimento e il TIV, come risultante dalle modifiche apportate, sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

27 dicembre 2018

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*