

Relazione tecnica

**relativa alla deliberazione 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08, come modificata e integrata dalla
deliberazione 16 dicembre 2008 – ARG/elt 184/08, dalla deliberazione 8 gennaio 2009,
ARG/elt 1/09 e dalla deliberazione 9 dicembre 2009, ARG/elt 186/09**

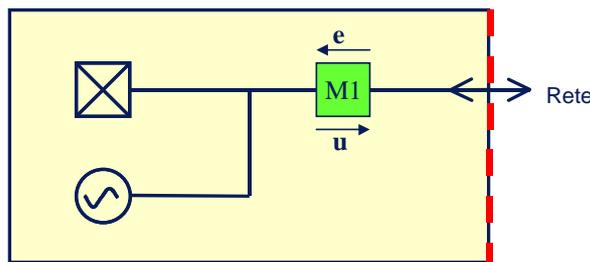
**MODALITÀ E CONDIZIONI TECNICO ECONOMICHE
PER LO SCAMBIO SUL POSTO**

9 dicembre 2009

1. Introduzione

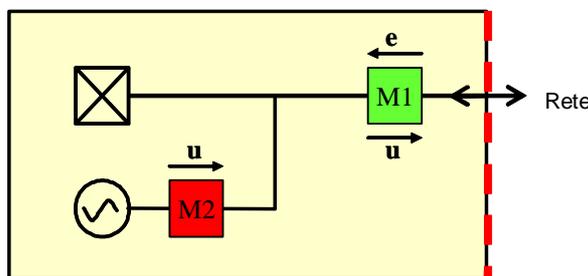
Il servizio di scambio sul posto (di seguito anche: SSP) è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Nello scambio sul posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi ad un unico punto di connessione con la rete pubblica, fatte salve le eccezioni esplicitamente previste dalla legge n. 99/09 nel caso di Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e nel caso del Ministero della Difesa (si veda, al riguardo, il paragrafo 6).

La seguente figura 1 evidenzia uno schema di connessione e di misura che rende possibile l'accesso allo scambio sul posto. Ai fini dell'applicazione dello scambio sul posto occorrono solo le misure dell'energia elettrica immessa e prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi, come rilevate dal misuratore M1. Ai fini della misura dell'energia elettrica immessa e prelevata si applica la regolazione vigente. In particolare, ai sensi dell'articolo 21, comma 21.3, del Testo Integrato Trasporto¹, in una situazione quale quella evidenziata in figura 1, ai fini della misura, il punto di connessione è come se fosse un punto di prelievo. Pertanto, la responsabilità del servizio di misura (comprensivo di installazione, della manutenzione del misuratore oltre che della raccolta, registrazione e validazione delle misure) è in capo all'impresa distributrice.



– figura 1 –

Il misuratore M2 evidenziato nella figura 2 misura l'energia elettrica prodotta². Tale misuratore è necessario, in aggiunta al misuratore M1, solo qualora la misura dell'energia elettrica prodotta risulti funzionale all'attuazione di una disposizione normativa che ne comporti l'utilizzo esplicito (es. applicazione di incentivi attribuiti all'energia elettrica prodotta).



– figura 2 –

¹ Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (o TIT), allegato alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07.

² Si noti che, la quantità di energia elettrica prodotta è maggiore o uguale alla quantità di energia elettrica immessa poiché parte della produzione può essere consumata istantaneamente senza utilizzare la rete con obbligo di connessione di terzi.

2. Riferimenti normativi

2.1 Lo scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Il servizio di scambio sul posto è stato inizialmente previsto dall'articolo 10, comma 7, secondo periodo, della legge n. 133/99, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW.

Il servizio di scambio sul posto è poi stato confermato dall'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03, sempre per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili. In particolare, il comma 2 di tale articolo, nella sua versione originaria, prevedeva che nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto non fosse consentita la vendita dell'energia elettrica prodotta. Tale vincolo è stato rimosso dall'articolo 27, comma 45, della legge n. 99/09 che ha modificato l'articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 387/03 al fine di consentire, nell'ambito dello scambio sul posto, che l'energia elettrica prodotta possa essere remunerata a condizioni economiche di mercato per la parte immessa in rete e nei limiti del valore eccedente il costo sostenuto per il consumo dell'energia.

Con la legge n. 244/07 e con il decreto ministeriale 18 dicembre 2008, il servizio di scambio sul posto è stato esteso anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

Infine, la legge n. 99/09 ha previsto che:

- i Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti possano usufruire del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta, per gli impianti di cui sono proprietari di potenza non superiore a 200 kW, a copertura dei consumi di proprie utenze, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete e fermo restando il pagamento degli oneri di rete (articolo 27, comma 4);
- il Ministero della Difesa possa usufruire per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta secondo le modalità di cui al precedente alinea, anche per impianti di potenza superiore a 200 kW (articolo 27, comma 5).

2.2 Lo scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Lo scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW è stato introdotto dall'articolo 6, comma 4, del decreto legislativo n. 20/07. In particolare, tale articolo prevede che la regolazione dello scambio sul posto tenga conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale, degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti. Le disposizioni relative allo scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento, a differenza delle corrispondenti disposizioni relative alle fonti rinnovabili, non impediscono la vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi.

3. Le modalità e le condizioni tecnico-economiche inizialmente definite dall'Autorità per la regolazione dello scambio sul posto e vigenti fino al 31 dicembre 2008

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha dato applicazione alle disposizioni previste dalla legge n. 133/99 con la deliberazione n. 224/00, per i soli impianti fotovoltaici realizzati da clienti del mercato vincolato titolari di un contratto di fornitura di energia elettrica.

Successivamente l'Autorità, con la deliberazione n. 28/06, ha dato una prima attuazione alle disposizioni di cui al decreto legislativo n. 387/03, estendendo lo scambio sul posto a tutte le

tipologie di clienti e a tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW. In particolare, la deliberazione n. 28/06 ha stabilito modalità e condizioni per lo scambio sul posto sulla base delle modalità già adottate in precedenza, adattate per tenere conto dell'evoluzione del funzionamento del mercato elettrico.

Lo scambio sul posto regolato dalle deliberazioni n. 224/00 e n. 28/06 era erogato dalle imprese distributrici ed era disciplinato sulla base della modalità *net metering*, cioè prevedendo la compensazione tra la quantità di energia elettrica immessa e prelevata in un anno: con cadenza annuale, veniva calcolato un saldo pari alla differenza tra la quantità di energia elettrica immessa e la quantità di energia elettrica prelevata attribuendo così, dal punto di vista economico, un uguale valore all'energia elettrica prelevata e immessa in ore differenti. Nei casi in cui il saldo risultava negativo, veniva attribuito al cliente finale un prelievo pari al medesimo saldo; nei casi in cui il saldo risultava positivo, veniva attribuito al cliente finale un credito, in termini di energia, da utilizzarsi nei successivi tre anni (trascorsi i quali il saldo, qualora inutilizzato, veniva annullato). La regolazione del saldo avveniva tra il cliente finale e il proprio fornitore (l'impresa distributtrice) per i clienti del mercato vincolato e tra il cliente finale e il proprio venditore per i clienti del mercato libero.

Le deliberazioni n. 224/00 e n. 28/06 si riferivano ad un regime:

- a) di non piena liberalizzazione del segmento della vendita ai clienti finali, con la presenza ancora di un mercato vincolato (corrispondente, nel 2006, all'insieme dei clienti domestici) fornito dall'Acquirente Unico attraverso le imprese distributrici;
- b) in cui l'energia elettrica immessa e prelevata nell'ambito dello scambio sul posto era di un ammontare trascurabile rispetto ai volumi di energia elettrica venduta nel mercato;
- c) in cui la valorizzazione dell'energia nel mercato all'ingrosso era di tipo orario, mentre la valorizzazione dell'energia presso i clienti finali, soprattutto quelli di ridotte dimensioni, era di natura prevalentemente monoraria e, per un certo insieme di clienti, di natura multioraria.

La modalità *net metering*, sebbene di semplicissima applicazione per l'utente, implicava una serie di anomalie derivanti dal fatto che, come già detto, il cliente finale "in scambio sul posto" era regolato, dal punto di vista del sistema elettrico, rispetto al solo saldo di energia elettrica pari alla differenza tra l'effettiva energia immessa e l'effettiva energia prelevata contabilizzate su un periodo annuale. Sulla base di tale regolazione:

- i bilanci energetici fisici, basati sulle partite energetiche effettive, non trovano corrispondenza con l'energia posta alla base dei bilanci commerciali delle imprese distributrici e delle imprese di vendita;
- le tariffe di distribuzione e di trasmissione, determinate all'inizio di ciascun periodo regolatorio (di durata pari a 4 anni) sulla base della previsione dell'effettiva energia elettrica prelevata, risultano incise dalla riduzione "fittizia" dell'energia elettrica prelevata dovuta al *net metering*;
- l'energia elettrica oggetto di compensazione non trova collocazione in alcun accordo commerciale e costituisce uno sbilancio fisico che Terna deve compensare nell'ambito del dispacciamento. Tali compensazioni si riflettono, in termini economici nei corrispettivi di dispacciamento posti a carico di tutti i clienti finali;
- i costi non sopportati direttamente dagli utenti dello scambio sul posto in termini di costi evitati di trasporto e dispacciamento sono di difficile determinazione e monitoraggio.

A ciò si aggiunga che l'erogazione del servizio di scambio sul posto, proprio per le ragioni predette, ha incontrato numerose criticità applicative da parte dei venditori, soprattutto nel contesto del libero mercato. Tali criticità sono risultate ancora più evidenti nel momento in cui è intervenuta la piena liberalizzazione del segmento della vendita ai clienti finali avvenuta l'1 luglio 2007, con la scomparsa definitiva del "bacino" dei clienti vincolati. Si ricordi, tra l'altro, che con la scomparsa del mercato vincolato è venuto meno il ruolo delle imprese distributrici come soggetti attivi nel segmento della vendita di energia elettrica, rimanendo in capo alle medesime il solo servizio di distribuzione dell'energia elettrica sulle reti. Ciò ha reso le imprese distributrici impossibilitate ad

effettuare transazioni di energia elettrica e, pertanto, tali imprese non potevano più rappresentare il soggetto candidato all'erogazione dello scambio sul posto.

A quanto detto è da aggiungere che:

- con il decreto legislativo n. 20/07 di recepimento della direttiva 2004/8/CE, il regime di scambio sul posto è stato esteso agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento fino a 200 kW;
- già nel 2007 era stato ipotizzato che il limite di 20 kW per le fonti rinnovabili sarebbe stato innalzato a 200 kW (come poi confermato con la legge n. 244/07).

Tali previsioni, aumentando il numero di soggetti interessati dallo scambio sul posto e l'energia elettrica oggetto di compensazione, avrebbero ulteriormente acuito le problematiche sopra evidenziate.

Per tutte le ragioni predette, l'Autorità ha ritenuto opportuna la completa revisione delle modalità e delle condizioni per l'erogazione dello scambio sul posto che, per poter continuare ad essere attuato, non può prescindere da una completa integrazione con la regolazione generale vigente del sistema elettrico.

L'Autorità, già a partire dal 2007, ha informato tutti i soggetti interessati, nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento, della necessità di intervenire per la revisione del meccanismo dello scambio sul posto. Ciò è avvenuto mediante la pubblicazione di due documenti per la consultazione: il primo in data 31 luglio 2007 (atto n. 31/07), il secondo in data 8 novembre 2007 (atto n. 42/07). Successivamente, tenendo conto delle osservazioni pervenute, l'Autorità ha adottato le nuove modalità di erogazione del servizio di scambio sul posto, a valere dall'1 gennaio 2009, con la deliberazione ARG/elt 74/08.

Con la riforma introdotta, l'Autorità ha inteso:

- mantenere, per quanto possibile, e migliorare, ove possibile, gli effetti dello scambio sul posto, riportando le partite energetiche connesse a detto servizio nell'ambito della regolazione generale vigente del mercato elettrico (per ulteriori dettagli si veda il successivo paragrafo 4);
- risolvere le numerose criticità attuative della deliberazione n. 28/06 affidando l'erogazione del servizio di scambio sul posto ad un solo soggetto (il GSE) che opera sulla base di procedure standardizzate a livello nazionale controllate dall'Autorità, favorendo così la trasparenza e la semplicità di accesso al servizio;
- consentire il pieno sviluppo del libero mercato svincolando la vendita di energia elettrica dal meccanismo di scambio sul posto, così da permettere a ciascun cliente finale di scegliere un venditore sul mercato libero indipendentemente dal fatto che il medesimo cliente aderisca o meno allo scambio sul posto;
- impostare la disciplina dello scambio sul posto al fine di contabilizzare correttamente e monitorare costantemente gli effetti economici dello scambio sul posto in termini di benefici per i clienti finali che aderiscono a detto regime e in termini di costi indotti sui clienti che non vi aderiscono.

4. Le modalità e le condizioni tecnico-economiche definite dall'Autorità per la regolazione dello scambio sul posto e vigenti dall'1 gennaio 2009: il Testo Integrato dello scambio sul posto (o TISP), allegato A alla deliberazione ARG/elt 74/08

4.1 I soggetti che possono accedere allo scambio sul posto

Con la deliberazione ARG/elt 74/08, in applicazione dall'1 gennaio 2009, l'Autorità ha previsto che lo scambio sul posto sia erogato da un unico soggetto su base nazionale (il Gestore dei Servizi Energetici - GSE) e non più dalle imprese distributrici. Lo scambio sul posto può essere erogato a soggetti, denominati utenti dello scambio sul posto, per i quali si verificano le seguenti condizioni:

- l'utente dello scambio è un cliente finale (libero o in maggior tutela) o un soggetto mandatario del cliente finale, qualora quest'ultimo operi sul libero mercato;
- l'utente dello scambio è titolare o dispone di:
 - a) impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW e impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW fino a 200 kW³ entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007. Rientrano le centrali ibride qualora, su base annua, la produzione non imputabile alle fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale;
 - b) impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.
- l'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio.
- il punto di connessione dell'utente dello scambio (attraverso cui l'energia elettrica è immessa e prelevata) alla rete è unico, fatte salve le eccezioni esplicitamente previste dalla legge n. 99/09 nel caso di Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e nel caso del Ministero della Difesa (si veda, al riguardo, il paragrafo 6).

Qualora lo scambio sul posto sia riferito ad un impianto fotovoltaico oggetto di incentivazione ai sensi dei decreti ministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006 o 19 febbraio 2007, l'utente dello scambio sul posto coincide con il soggetto responsabile che percepisce l'incentivo in conto energia.

4.2 La struttura della nuova disciplina dello scambio sul posto e la sua integrazione nel mercato elettrico

La figura 3 rappresenta schematicamente la struttura del nuovo scambio sul posto, evidenziando la sua integrazione nell'attuale struttura del sistema elettrico.

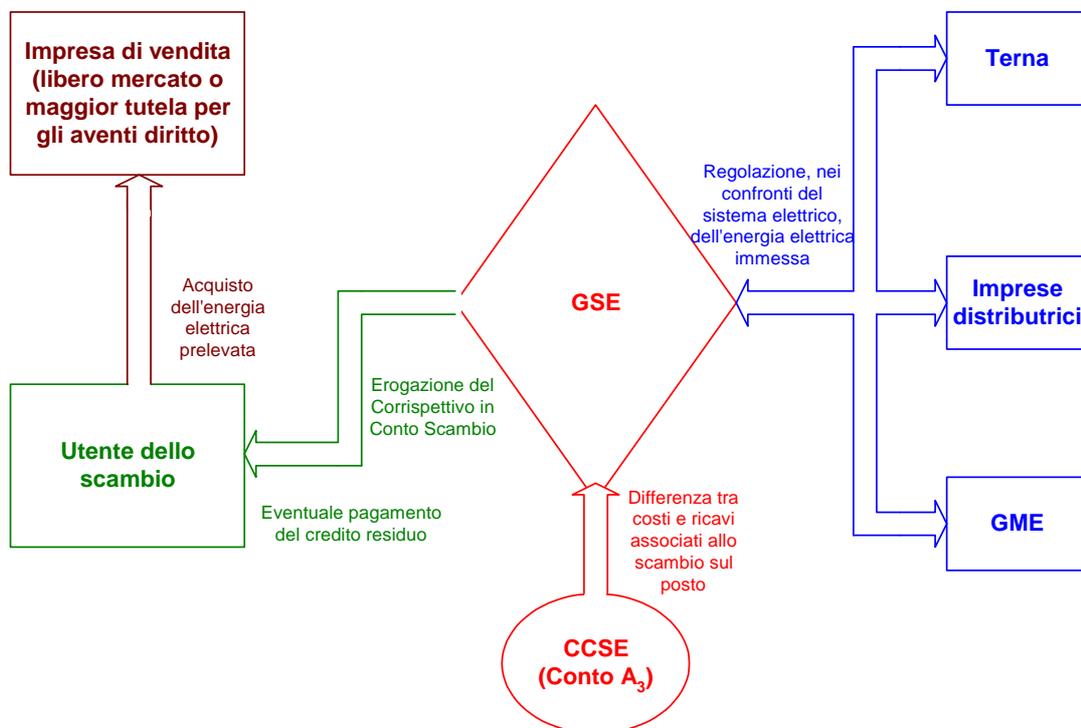
In particolare, l'utente dello scambio sul posto acquista l'intera quantità di energia elettrica prelevata da un qualsiasi venditore (ivi inclusi i venditori in maggior tutela per gli aventi diritto). Inoltre, il medesimo utente sigla con il GSE la convenzione per lo scambio sul posto, sulla base della quale il GSE prende in consegna l'intera quantità di energia elettrica immessa, vendendola sul mercato e regolando i contratti di trasmissione, distribuzione e di dispacciamento con le imprese distributrici e con Terna. Il GSE, sempre nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'utente dello scambio un contributo finalizzato:

- alla compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata. Nel caso in cui il valore dell'energia elettrica immessa sia superiore a quello dell'energia elettrica prelevata, tale maggior valore, a scelta dell'utente dello scambio, viene liquidato o viene riportato a credito negli anni solari successivi senza scadenza. Nel caso in cui tale maggior valore sia liquidato, esso si configura come corrispettivo ulteriore e diverso rispetto al corrispettivo relativo allo scambio sul posto;
- alla restituzione, per una quantità di energia elettrica prelevata al più pari a quella immessa (energia "scambiata"), della parte variabile, espressa in c€/kWh, dei corrispettivi relativi all'utilizzo della rete (trasmissione, distribuzione e dispacciamento) e delle componenti A e UC (solo nel caso di fonti rinnovabili).

Mentre la compensazione economica di cui alla lettera a) deriva dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, la restituzione dei corrispettivi tariffari di cui alla lettera b) rappresenta il vero e proprio incentivo intrinseco nello scambio sul posto. E' come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente ri-prelevata fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete (mentre nella realtà tale rete è stata utilizzata). Ciò significa che i costi non sostenuti dai soggetti che richiedono lo scambio sul posto rimangono in capo a tutti gli utenti del sistema elettrico.

³ Rimane ferma la deroga prevista dall'articolo 27, comma 5, della legge n. 99/09 per il Ministero della Difesa.

La nuova disciplina, evitando compensazioni tra quantità di energia elettrica dal diverso valore economico, garantisce la trasparenza dei flussi energetici e la corretta valorizzazione economica dell'energia elettrica immessa e prelevata. Inoltre, la nuova disciplina consente di quantificare i costi non sostenuti dai soggetti che richiedono lo scambio sul posto che rimangono in capo agli utenti del sistema elettrico, attraverso la componente tariffaria A₃.



- figura 3 -

4.3 Il procedimento di calcolo per la quantificazione del contributo erogato dal GSE nell'ambito dello scambio sul posto

Nel seguito viene messo in evidenza il procedimento per il calcolo del contributo erogato dal GSE nell'ambito dello scambio sul posto (chiamato contributo in conto scambio CS).

Gli elementi necessari per il calcolo sono:

- le misure dell'energia elettrica immessa e prelevata, raccolte e validate dalle imprese distributrici secondo quanto previsto dalla regolazione vigente e da queste ultime trasmesse al GSE (si veda al riguardo il Testo Integrato Trasporto, la deliberazione n. 292/06, la deliberazione ARG/elt 178/08 e il Testo Integrato Settlement⁴);
- la tipologia di utenza ai sensi dell'articolo 2, comma 2.2, del Testo Integrato Trasporto, trasmessa dalle imprese di vendita al GSE;
- le informazioni necessarie alla regolazione dei servizi di trasporto, ai sensi del Testo Integrato Trasporto, e di dispacciamento, ai sensi della deliberazione n. 111/06, trasmesse dalle imprese di vendita al GSE;
- l'onere sostenuto dall'utente dello scambio, espresso in €, per l'approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata, inclusivo di tutte le componenti tariffarie relative ai servizi di trasmissione, distribuzione, misura, dispacciamento, A, UC ed MCT (O_{PR}), relativo all'anno precedente e trasmesso dalle imprese di vendita al GSE. Tale onere, su base annuale solare, deve risultare evidente dalle fatture che l'impresa di vendita trasmette al proprio cliente oltre che al GSE, qualora esplicitamente richiesto. Nel caso in cui l'utente dello scambio sia un cliente non dotato di partita Iva, l'onere O_{PR} sostenuto dall'utente dello scambio viene espresso in € al lordo dell'Iva e delle accise. In tutti gli altri casi, l'onere O_{PR} sostenuto dall'utente dello scambio viene espresso in € al lordo delle accise e al netto dell'Iva.

⁴ Testo Integrato Settlement (o TIS), allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09.

Sulla base degli elementi sopra elencati, il GSE calcola i termini di seguito elencati:

- CU_S = somma delle componenti tariffarie variabili rimborsabili [c€/kWh]. In particolare, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili il termine CU_S è pari alla somma delle componenti variabili della tariffa di trasmissione, della tariffa di distribuzione, degli oneri di sistema (A e UC) e del dispacciamento. Nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento il termine CU_S è pari alla somma delle componenti variabili della tariffa di trasmissione, della tariffa di distribuzione e del dispacciamento. Il termine CU_S non include la componente MCT (Misure di Compensazione Territoriale) perché essa è applicata ai consumi di energia elettrica, anziché ai prelievi, e pertanto non può essere restituita⁵. Ovviamente il valore del termine CU_S dipende dalla tipologia di cliente e dalla struttura tariffaria che ad esso si applica;
- O_E = valore della parte energia dell'energia elettrica prelevata [€]: è il termine Q_R al netto degli oneri associati ai servizi di trasmissione, distribuzione, misura e di dispacciamento comprensivi delle relative componenti fisse, ove presenti, nonché delle componenti A, UC ed MCT⁶;
- C_{Ei} = prezzo di mercato dell'energia elettrica immessa [€]: include anche l'eventuale credito derivante dagli anni precedenti e non liquidato. Il termine C_{Ei} è, di fatto, il ricavo derivante al GSE dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica immessa, determinato sulla base dei prezzi zionali orari che si formano sul mercato del giorno prima (MGP)⁷. Si ricorda altresì che la quantità di energia elettrica immessa è quella rilevata dai misuratori, maggiorata del 10,8% nel caso di connessioni in bt e del 5,1% nel caso di connessioni in MT, al fine di tenere conto delle minori perdite di rete.

Il GSE eroga all'utente dello scambio un corrispettivo CS che include due componenti:

- a) la prima, è finalizzata alla **compensazione economica** tra il valore dell'energia elettrica immessa (C_{Ei} espresso in €) e il valore della parte energia dell'energia elettrica prelevata (O_E espresso in €). In pratica, il GSE riconosce all'utente dello scambio il valore economico della sua energia elettrica immessa (C_{Ei}) nei limiti del valore economico dell'energia elettrica prelevata al netto delle componenti "di rete" (O_E). In termini matematici, il GSE riconosce il minimo tra O_E e C_{Ei} ;
- b) la seconda, è finalizzata alla **restituzione**, da parte del GSE all'utente dello scambio, del termine CU_S (espresso in c€/kWh) per la quantità di energia elettrica scambiata. E' come se, limitatamente alla quantità di energia elettrica scambiata, non fosse stata utilizzata la rete. In termini matematici, il GSE riconosce un corrispettivo pari a ($CU_S * \text{en. scambiata}$). I costi dell'utilizzo della rete, non allocati agli utenti dello scambio, sono allocati agli altri clienti finali tramite la componente tariffaria A_3 .

In conclusione, il corrispettivo riconosciuto dal GSE nell'ambito dello scambio sul posto (CS) è pari a: **$CS = \min(O_E; C_{Ei}) + CU_S * \text{en. scambiata}$**

Nel caso in cui la valorizzazione dell'energia immessa sia superiore a quella dell'energia prelevata (cioè $C_{Ei} > O_E$), tale maggiore valorizzazione può essere riportata a credito oppure tale credito può

⁵ La componente MCT è stata introdotta, per ogni kWh consumato, dalla legge n. 368/03 per la raccolta di fondi a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare.

⁶ Si noti che, per come viene calcolato, il termine O_E include le accise e l'Iva (quest'ultima nei soli casi di clienti finali non dotati di partita Iva).

⁷ L'effettiva possibilità di associare i prezzi orari all'energia elettrica immessa dipende dai dati di misura disponibili. Nei casi in cui non sia disponibile la misura oraria dell'energia elettrica immessa, viene associato un prezzo coerente con i dati di misura disponibili (ad esempio, a misure per fasce orarie dell'energia elettrica immessa si associa un prezzo zonale medio per ciascuna fascia oraria). Per ulteriori approfondimenti si rinvia al Testo Unico ricognitivo della Produzione elettrica (TUP), disponibile sul sito internet: http://www.autorita.energia.it/it/eletricita/ele_produzione.htm. Si evidenzia anche che, nel caso di impianti fotovoltaici per i quali non si ha la disponibilità delle misure su base oraria o per fasce, il prezzo riconosciuto per l'energia elettrica immessa è pari alla media aritmetica mensile dei prezzi zionali orari delle sole ore ricomprese tra l'ottava e la ventesima ora, come registrati nel medesimo mese.

essere liquidato dal GSE.⁸ Il pagamento, da parte del GSE, dell'eventuale credito non è parte del contributo in conto scambio CS.

La regolazione economica dello scambio sul posto avviene, a conguaglio, con cadenza annuale solare. Il GSE è tenuto ad erogare il contributo in conto scambio su base trimestrale a titolo di acconto, secondo modalità da quest'ultimo definite, previa verifica positiva da parte del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità. Per quanto riguarda le ulteriori indicazioni relative ai dettagli di calcolo, alle tempistiche e alle modalità di pagamento, si rimanda alle pubblicazioni del GSE.

5. Esempi

Nel presente paragrafo vengono presentati alcuni esempi di applicazione dello scambio sul posto a conguaglio, con finalità esclusivamente didattica. Si ricordi, in particolare, che i risultati ottenuti dipendono da numerose ipotesi, ivi inclusa la tipologia di cliente. Si noti anche che le modalità di erogazione dello scambio sul posto in acconto, definite dal GSE, possono essere semplificate e diverse da quelle di seguito esemplificate: comunque, con cadenza annuale solare, il conguaglio viene operato come descritto nei paragrafi precedenti e come esemplificato di seguito. Inoltre, gli esempi seguenti non considerano l'applicazione della disciplina fiscale al contributo in conto scambio CS.

Primo esempio: il caso di un cliente connesso in MT, dotato di partita Iva, con potenza impegnata e disponibile pari a 150 kW, titolare (o avente la disponibilità) di un impianto ammesso allo scambio sul posto

Nell'ipotesi che l'utente in esame abbia un prelievo annuo di energia elettrica pari a 360.000 kWh, la tabella 1 evidenzia, in modo dettagliato, le tariffe di trasmissione, di distribuzione, di misura, gli oneri generali di sistema (componenti A, UC ed MCT) oltre che le componenti di dispacciamento. La finalità della tabella 1 è quella di evidenziare come viene calcolato il termine CU_S per l'utente considerato, distinguendo tra CU_S nel caso di fonti rinnovabili e CU_S nel caso di cogenerazione ad alto rendimento (non alimentata da fonti rinnovabili). Si noti che nella tabella vengono evidenziate solo le parti tariffate da cui deriva il calcolo del termine CU_S , non anche la parte della bolletta elettrica relativa al valore dell'energia elettrica, né la parte relativa ad Iva e accise.

⁸ Inizialmente, per le sole fonti rinnovabili, tale maggiore valorizzazione non poteva essere liquidata perché l'articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 387/03, nella sua versione originaria, vietava la vendita nell'ambito dello scambio sul posto. Tale vincolo è stato rimosso dall'articolo 27, comma 45, della legge n. 99/09 che ha modificato l'articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 387/03 al fine di consentire, nell'ambito dello scambio sul posto, che l'energia elettrica prodotta possa essere remunerata a condizioni economiche di mercato per la parte immessa in rete e nei limiti del valore eccedente il costo sostenuto per il consumo dell'energia.

Esempio di applicazione delle tariffe di trasmissione, distribuzione, misura e dei corrispettivi di dispacciamento. Calcolo del termine CU_s

(cliente libero connesso in MT con potenza disponibile = 150 kW e prelievi annuali = 360.000 kWh)

Per semplicità, si assume che la potenza impegnata sia pari alla potenza disponibile.

	Potenza	Energia	Corrispettivi unitari aggiornati dall'Autorità (*)			Totale	Termine CU _s (**)
	[kW]	[kWh]	c€/punct	c€/kW	c€/kWh	€	c€/kWh
	a	b	c	d	e	$f = (c+d*a+e*b)/100$	$g = e$ (per i soli corrispettivi rimborsabili)
Tariffa di trasmissione	150	360.000	-	-	0,356	1.281,60	0,356
Tariffa di distribuzione	150	360.000	40.906,32	2.685,23	0,095	4.778,91	0,095
Tariffa di misura	150	360.000	30.664,77	-	-	306,65	-
Componente A2	150	360.000	371,85	-	0,137	496,92	0,137
Componente A3 (?)	150	360.000	3.718,79	-	1,090	3.961,19	1,090
Componente A4	150	360.000	-	-	0,255	918,00	0,255
Componente A5	150	360.000	366,68	-	0,010	39,67	0,010
Componente As	150	360.000	-	-	0,169	608,40	0,169
Totale componenti A						6.024,17	
Componente UC3 (?)	150	360.000	-	-	0,033	117,00	0,033
Componente UC4	150	360.000	-	-	0,020	72,00	0,020
Componente UC6	150	360.000	37.061,79	-	-	370,62	-
Totale componenti UC						559,62	
Componente MCT	150	360.000			0,017	61,20	
Approvvigionamento risorse (?)	150	360.000	-	-	0,306	1.100,70	0,306
Unità essenziali (?)	150	360.000	-	-	0,008	30,01	0,008
Funzionamento Terna	150	360.000	-	-	0,014	50,40	0,014
Interrompibilità	150	360.000	-	-	0,000	0,00	0,000
Perdite	150	360.000	-	-	0,021	75,60	0,021
Disponibilità capacità produttiva	150	360.000	-	-	0,150	540,00	0,150
Totale dispacciamento						1.796,71	
Totale tariffe di trasmissione, distribuzione, misura + oneri generali di sistema (componenti A, UC e MCT) + dispacciamento						14.808,86	
<i>di cui attribuibile alle componenti fisse, non rimborsabile: $(c+d*a)/100 + MCT$</i>						5.219,95	
<i>di cui attribuibile alle componenti variabili, rimborsabile: $(e*b)/100 - MCT$</i>						9.588,91	
						Euro/anno	
Corrispettivo CU_s (per fonti rinnovabili)	Somma dei valori evidenziati nella colonna g						2,664 c€/kWh
Corrispettivo CU_s (per cogenerazione ad alto rendimento alimentata da fonti diverse dalle fonti rinnovabili)	Somma dei valori evidenziati nella colonna g ad eccezione delle componenti A e UC (evidenziate in blu)						0,950 c€/kWh

(*) I valori dei corrispettivi tariffari unitari sono disponibili sul sito internet dell'Autorità: www.autorita.energia.it/it/prezzi.htm

(**) Il termine CU_s riferito a un intero anno solare viene calcolato come esemplificato nella presente tabella. Nel caso in cui i valori unitari dei corrispettivi tariffari (colonne c, d ed e) siano aggiornati dall'Autorità (o Terna limitatamente ad alcuni corrispettivi di dispacciamento) nel corso dell'anno solare, il GSE ne considera la media aritmetica su base annuale. Le componenti che sono state aggiornate nel corso del 2009 sono indicate con (?). In particolare, il valore medio della componente di dispacciamento relativa alle unità essenziali è indicativo, non essendo ancora disponibili i valori degli ultimi mesi del 2009: pertanto i valori qui riportati per il termine CU_s sono ancora suscettibili di ulteriori aggiornamenti.

Si noti che i corrispettivi unitari evidenziati nella colonna e, in alcuni casi presentano più di 3 cifre decimali, pur essendo qui visualizzati con solo 3 cifre decimali. Il totale, di cui alla colonna f, è ottenuto tenendo conto di tutte le cifre decimali che caratterizzano i corrispettivi unitari.

- tabella 1 -

La tabella 2 contiene un esempio di applicazione dello scambio sul posto nell'ipotesi che l'utente in esame abbia un prelievo annuo pari a 360.000 kWh e un'immissione annua pari a 300.000 kWh derivante dalla produzione di un impianto alimentato da fonti rinnovabili. Il controvalore dell'energia immessa C_{Ei} e l'onere di acquisto dell'energia prelevata O_{PR} sono stati ipotizzati (in particolare, O_{PR} è al lordo delle accise ma al netto dell'Iva poiché l'utente considerato è dotato di partita Iva). Si noti che la parte del contributo in conto scambio relativa alla restituzione delle componenti tariffarie, pari a 7.992 €, è minore della parte tariffaria rimborsabile, pari a 9.589 € (vds. tabella 1) perché l'energia elettrica scambiata è minore dell'energia elettrica complessivamente prelevata.

Esempio di applicazione dello scambio sul posto nel caso di cogenerazione ad alto rendimento alimentata da fonti rinnovabili e fonti rinnovabili

a	Quantità di energia elettrica prelevata trasmessa dalle imprese distributrici al GSE (*)	dato ipotizzato	360.000 kWh
b	Quantità di energia elettrica immessa trasmessa dai gestori di rete al GSE (**)	dato ipotizzato	300.000 kWh
c	Controvalore dell'energia elettrica immessa C_{Ei} (prezzi di mercato)	dato GSE	30.000 €
d	Prezzo unitario medio di mercato dell'energia elettrica immessa	calcolo GSE	10 c€/kWh
e	Onere di acquisto dell'energia prelevata O_{PR} (netto Iva) trasmesso dai venditori al GSE	dato ipotizzato	50.400 €
e1	di cui relativo alla sola energia + imposte	dato ipotizzato	35.591 €
f	Prezzo unitario medio dell'energia elettrica prelevata (netto Iva)	pari a e/a*100	14 c€/kWh
f1	di cui relativo alla sola energia + imposte	pari a e1/a*100	9,9 c€/kWh
g	Parte dell'onere di acquisto relativa all'accesso e all'utilizzo della rete calcolato dal GSE (trasmissione, distribuzione, misura, oneri generali e dispacciamento)	vds. tabella 1	14.809 €
h	Onere residuo di acquisto dell'energia prelevata O_E calcolato dal GSE	pari a (e - g)	35.591 €
i	Quantità di energia scambiata	MIN (a;b)	300.000 kWh
l	Termine CU_s calcolato dal GSE	vds. tabella 1	2,664 c€/kWh
m	Contributo in conto scambio CS calcolato dal GSE		37.992 €
	di cui relativo alla compensazione tra O_E e C_{Ei}	MIN(c;h)	30.000 €
	di cui relativo alla restituzione delle componenti tariffarie (CU_s)	pari a l * i	7.992 €
n	Eventuale credito calcolato dal GSE	pari a (c - h) se c>h	0 €

(può essere liquidato su base annuale o utilizzato negli anni successivi)

(*) La quantità di energia elettrica prelevata è la stessa utilizzata ai fini delle fatturazioni a conguaglio dei prelievi.

(**) La quantità di energia elettrica immessa è quella rilevata dai misuratori, maggiorata del 10,8% nel caso di connessioni in bt e del 5,1% nel caso di connessioni in MT, al fine di tenere conto delle minori perdite di rete.

- tabella 2 -

La tabella 3 contiene un ulteriore esempio di applicazione dello scambio sul posto nell'ipotesi che l'utente in esame abbia un prelievo annuo pari a 360.000 kWh e un'immissione annua pari a 360.000 kWh derivante dalla produzione di un impianto cogenerativo ad alto rendimento non alimentato da fonti rinnovabili. Il controvalore dell'energia immessa C_{Ei} e l'onere di acquisto dell'energia prelevata O_{PR} sono stati ipotizzati (in particolare, O_{PR} è al lordo delle accise ma al netto dell'Iva poiché l'utente considerato è dotato di partita Iva). Si noti che la parte del contributo in conto scambio relativa alla restituzione delle componenti tariffarie, pari a 3.420 €, è minore della parte tariffaria rimborsabile, pari a 9.589 € (vds. tabella 1) anche se l'energia elettrica scambiata è uguale all'energia elettrica complessivamente prelevata, perché nel caso di impianto di cogenerazione ad alto rendimento non alimentato da fonti rinnovabili non vengono restituite le componenti tariffarie A e UC. Se l'impianto in esame fosse stato alimentato da fonti rinnovabili, la parte del contributo in conto scambio relativa alla restituzione delle componenti tariffarie sarebbe stata pari a 9.589 € (l'intera parte tariffaria rimborsabile). Si noti anche che, nell'esempio, matura un credito a fine anno: ciò perché, a parità di energia elettrica immessa e prelevata, il prezzo unitario medio di mercato dell'energia elettrica immessa (C_{Ei} unitario medio, pari a 11 c€/kWh) è stato ipotizzato maggiore del prezzo unitario medio, relativo alla parte energia e imposte, dell'energia elettrica prelevata (O_E unitario medio, pari a 9,9 c€/kWh).

Esempio di applicazione dello scambio sul posto nel caso di cogenerazione ad alto rendimento alimentata da fonti non rinnovabili

a	Quantità di energia elettrica prelevata trasmessa dalle imprese distributrici al GSE (*)	dato ipotizzato	360.000 kWh
b	Quantità di energia elettrica immessa trasmessa dai gestori di rete al GSE (**)	dato ipotizzato	360.000 kWh
c	Controvalore dell'energia elettrica immessa C_{Ei} (prezzi di mercato)	dato GSE	39.600 €
d	Prezzo unitario medio di mercato dell'energia elettrica immessa	calcolo GSE	11 c€/kWh
e	Onere di acquisto dell'energia prelevata O_{PR} (netto Iva) trasmesso dai venditori al GSE	dato ipotizzato	50.400 €
e1	di cui relativo alla sola energia + imposte	dato ipotizzato	35.591 €
f	Prezzo unitario medio dell'energia elettrica prelevata (netto Iva)	pari a e/a*100	14 c€/kWh
f1	di cui relativo alla sola energia + imposte	pari a e1/a*100	9,9 c€/kWh
g	Parte dell'onere di acquisto relativa all'accesso e all'utilizzo della rete calcolato dal GSE (trasmissione, distribuzione, misura, oneri generali e dispacciamento)	vds. tabella 1	14.809 €
h	Onere residuo di acquisto dell'energia prelevata O_E calcolato dal GSE	pari a (e - g)	35.591 €
i	Quantità di energia scambiata	MIN (a;b)	360.000 kWh
l	Termine CU_s calcolato dal GSE	vds. tabella 1	0,950 c€/kWh
m	Contributo in conto scambio CS calcolato dal GSE		39.011 €
	di cui relativo alla compensazione tra O_E e C_{Ei}	MIN(c;h)	35.591 €
	di cui relativo alla restituzione delle componenti tariffarie (CU_s)	pari a l * i	3.420 €
n	Eventuale credito calcolato dal GSE	pari a (c - h) se c>h	4.009 €

(può essere liquidato su base annuale o utilizzato negli anni successivi)

(*) La quantità di energia elettrica prelevata è la stessa utilizzata ai fini delle fatturazioni a conguaglio dei prelievi.

(**) La quantità di energia elettrica immessa è quella rilevata dai misuratori, maggiorata del 10,8% nel caso di connessioni in bt e del 5,1% nel caso di connessioni in MT, al fine di tenere conto delle minori perdite di rete.

- tabella 3 -

Secondo esempio: il caso di un cliente domestico in maggior tutela connesso in bt, non dotato di partita Iva, con potenza impegnata e disponibile pari a 3 kW, titolare (o avente la disponibilità) di un impianto ammesso allo scambio sul posto

Nell'ipotesi che l'utente in esame abbia un prelievo annuo di energia elettrica pari a 3.000 kWh, la tabella 4 evidenzia, in modo dettagliato, le tariffe di trasmissione, di distribuzione, di misura, gli oneri generali di sistema (componenti A, UC ed MCT) oltre che le componenti di dispacciamento nel caso di un cliente domestico con tariffa D2. La finalità della tabella 4 è quella di evidenziare come viene calcolato il termine CU_s per il cliente considerato, distinguendo tra CU_s nel caso di fonti rinnovabili e CU_s nel caso di cogenerazione ad alto rendimento (non alimentata da fonti rinnovabili). In questo esempio vengono evidenziati diversi valori del termine CU_s , uno per ogni scaglione progressivo di consumo evidenziato dalla struttura tariffaria D2. Il loro utilizzo ai fini dello scambio sul posto sarà maggiormente evidenziato nelle tabelle 5 e 6. Si noti che nella tabella vengono evidenziate solo le parti tariffate da cui deriva il calcolo del termine CU_s , non anche la parte della bolletta elettrica relativa alla tariffa di vendita dell'energia elettrica, né la parte relativa ad Iva e accise.

Esempio di applicazione delle tariffe di trasmissione, distribuzione, misura e dei corrispettivi di dispacciamento. Calcolo del termine CUs

(cliente in maggior tutela connesso in BT con potenza contrattuale = 3 kW e prelievi annuali = 3.000 kWh)

Per semplicità, si assume che la potenza impegnata sia pari alla potenza disponibile.

	Potenza [kW]	Energia [kWh]	Corrispettivi unitari aggiornati dall'Autorità (*)			Totale €	Termine CUs (**) c€/kWh
			c€/punto	c€/kW	c€/kWh		
	a	b	c	d	e	f = (c+d*a+e*b)/100	g = e (per i soli corrispettivi rimborsabili)
Componenti τ							
1 fascia (fino a 1.800 kWh)	3	1.800	511,49	513,40	0,354	26,89	0,354
2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)		840	-	-	3,960	33,26	3,960
3 fascia (oltre 2.640 fino a 4.440 kWh)		360	-	-	8,838	31,82	8,838
4 fascia (oltre 4.440 kWh)		0	-	-	14,987	0,00	14,987
Tariffa D2 di trasmissione, distribuzione e misura						91,97	
Componente PD (*)	3	3.000	-	-	0,771	23,12	0,771
Tariffa di dispacciamento						23,12	
Componente A2							
1 fascia (fino a 1.800 kWh)	3	1.800	-	-	0,160	2,88	0,160
2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)		840	-	-	0,298	2,50	0,298
3 fascia (oltre 2.640 kWh)		360	-	-	0,436	1,57	0,436
Componente A3 (*)	3	1.800	-	-	0,575	10,34	0,575
2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)		840	-	-	1,069	8,98	1,069
3 fascia (oltre 2.640 kWh)		360	-	-	1,565	5,63	1,565
Componente A4	3	1.800	-	-	0,075	1,35	0,075
2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)		840	-	-	0,138	1,16	0,138
3 fascia (oltre 2.640 kWh)		360	-	-	0,202	0,73	0,202
Componente A5	3	1.800	-	-	0,018	0,32	0,018
2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)		840	-	-	0,033	0,28	0,033
3 fascia (oltre 2.640 kWh)		360	-	-	0,047	0,17	0,047
Componente As	3	1.800	-	-	0,169	3,04	0,169
2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)		840	-	-	0,169	1,42	0,169
3 fascia (oltre 2.640 kWh)		360	-	-	0,169	0,61	0,169
Totale componenti A						40,98	
Componente UC1	3	3.000	-	-	0,148	4,44	0,148
Componente UC3 (*)	3	3.000	-	-	0,076	2,27	0,076
Componente UC4	3	1.800	-	-	0,023	0,41	0,023
2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)		840	-	-	0,044	0,37	0,044
3 fascia (oltre 2.640 kWh)		360	-	-	0,064	0,23	0,064
Totale componenti UC						7,72	
Componente MCT	3	3.000	-	-	0,017	0,51	
Totale tariffe di trasmissione, distribuzione, misura + oneri generali di sistema (componenti A, UC e MCT) + dispacciamento						164,30	
<i>di cui attribuibile alle componenti fisse, non rimborsabile: (c+d*a)/100 + MCT</i>						21,03	
<i>di cui attribuibile alle componenti variabili, rimborsabile: (e*b)/100 - MCT</i>						143,27	
							Euro/anno

Corrispettivo CUs (per fonti rinnovabili)	Somma dei valori evidenziati nella colonna g per ciascun scaglione di consumo	1 fascia (fino a 1.800 kWh)	2,368
		2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)	6,705
3 fascia (oltre 2.640 fino a 4.440 kWh)	12,315		
4 fascia (oltre 4.440 kWh)	18,464		
			c€/kWh

Corrispettivo CUs (per cogenerazione ad alto rendimento alimentata da fonti diverse dalle fonti rinnovabili)	Somma dei valori evidenziati nella colonna g per ciascun scaglione di consumo ad eccezione delle componenti A e UC (evidenziate in blu)	1 fascia (fino a 1.800 kWh)	1,125
		2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh)	4,731
3 fascia (oltre 2.640 fino a 4.440 kWh)	9,609		
4 fascia (oltre 4.440 kWh)	15,758		
			c€/kWh

(*) I valori dei corrispettivi tariffari unitari sono disponibili sul sito internet dell'Autorità: www.autorita.energia.it/it/prezzi.htm

(**) Il termine CUs riferito a un intero anno solare viene calcolato come esemplificato nella presente tabella. Nel caso in cui i valori unitari dei corrispettivi tariffari (colonne c, d ed e) siano aggiornati dall'Autorità nel corso dell'anno solare, il GSE ne considera la media aritmetica su base annuale. Le componenti che sono state aggiornate nel corso del 2009 sono indicate con (*).

Si noti che i corrispettivi unitari evidenziati nella colonna e, in alcuni casi presentano più di 3 cifre decimali, pur essendo qui visualizzati con solo 3 cifre decimali. Il totale, di cui alla colonna f, è ottenuto tenendo conto di tutte le cifre decimali che caratterizzano i corrispettivi unitari.

- tabella 4 -

La tabella 5 contiene un esempio di applicazione dello scambio sul posto nell'ipotesi che l'utente in esame abbia un prelievo annuo pari a 3.000 kWh e un'immissione annua pari a 2.000 kWh derivante dalla produzione di un impianto alimentato da fonti rinnovabili. Il controvalore

dell'energia immessa C_{Ei} e l'onere di acquisto dell'energia prelevata O_{PR} sono stati ipotizzati (in particolare, O_{PR} è al lordo delle accise e dell'Iva poiché l'utente considerato non è dotato di partita Iva). Il valore del termine CU_S utilizzato per il calcolo deriva da una operazione di media ponderata. Più precisamente, come già detto, il termine CU_S quantifica la restituzione della parte variabile delle componenti tariffarie "di rete" per la quantità di energia elettrica scambiata, come se tale quantità di energia elettrica non avesse mai utilizzato la rete. Pertanto, alla fine dell'anno, occorre fare in modo che l'utente dello scambio sostenga i costi relativi all'utilizzo della rete per la sola quantità di energia elettrica prelevata in più rispetto alle proprie immissioni (naturalmente, se la quantità di energia elettrica immessa è maggiore o uguale a quella prelevata è come se non ci fossero stati prelievi di energia elettrica). Le tariffe D2 e D3, che si applicano nel caso di clienti finali domestici (sia in maggior tutela che sul libero mercato), sono strutturate per scaglioni progressivi di consumo e in particolare il loro valore aumenta all'aumentare dei consumi. Le componenti tariffarie restituite (cioè quelle che conducono al calcolo del termine CU_S) sono quelle riferite agli scaglioni più elevati, in modo che ciò che rimane in capo all'utente dello scambio sia riferito agli scaglioni di consumo più bassi: è come se l'utente dello scambio avesse un consumo finale pari alla differenza tra l'energia elettrica prelevata e quella immessa, sostenendo quindi il solo costo relativo agli scaglioni più bassi.

Esempio di applicazione dello scambio sul posto per un cliente domestico in maggior tutela nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili

a	Quantità di energia elettrica prelevata trasmessa dalle imprese distributrici al GSE (*)	dato ipotizzato	3.000 kWh
b	Quantità di energia elettrica immessa trasmessa dai gestori di rete al GSE (**)	dato ipotizzato	2.000 kWh
c	Controvalore dell'energia elettrica immessa C_{Ei} (prezzi di mercato)	dato GSE	200 €
d	Prezzo unitario medio di mercato dell'energia elettrica immessa	calcolo GSE	10 c€/kWh
e	Onere di acquisto dell'energia prelevata O_{PR} (lordo Iva) trasmesso dai venditori al GSE	dato ipotizzato	450 €
e1	<i>di cui relativo alla sola energia + imposte</i>	dato ipotizzato	286 €
f	Prezzo unitario medio dell'energia elettrica prelevata (lordo Iva)	pari a e/a*100	15 c€/kWh
f1	<i>di cui relativo alla sola energia + imposte</i>	pari a e1/a*100	9,5 c€/kWh
g	Parte dell'onere di acquisto relativa all'accesso e all'utilizzo della rete calcolato dal GSE (trasmissione, distribuzione, misura, oneri generali e dispacciamento)	vds. tabella 4	164 €
h	Onere residuo di acquisto dell'energia prelevata O_E calcolato dal GSE	pari a (e - g)	286 €
i	Quantità di energia scambiata	MIN (a;b)	2.000 kWh
l	Termine CU_S calcolato dal GSE (è la media ponderata degli scaglioni sotto riportati)		5,980 c€/kWh
	1 fascia (fino a 1.800 kWh): energia scambiata = 800 kWh	vds. tabella 4	2,368 c€/kWh
	2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh): energia scambiata = 840 kWh	vds. tabella 4	6,705 c€/kWh
	3 fascia (oltre 2.640 fino a 3.000 kWh): energia scambiata = 360 kWh	vds. tabella 4	12,315 c€/kWh
m	Contributo in conto scambio CS calcolato dal GSE		320 €
	<i>di cui relativo alla compensazione tra O_E e C_{Ei}</i>	MIN(c;h)	200 €
	<i>di cui relativo alla restituzione delle componenti tariffarie (CU_S)</i>	pari a l * i	120 €
n	Eventuale credito calcolato dal GSE	pari a (c - h) se c>h	0 €

Quindi:

Costo inizialmente sostenuto dall'utente dello scambio	450 €
Contributo in conto scambio	320 €
Credito eventuale	0 €

(*) La quantità di energia elettrica prelevata è la stessa utilizzata ai fini delle fatturazioni a conguaglio dei prelievi.

(**) La quantità di energia elettrica immessa è quella rilevata dai misuratori, maggiorata del 10,8% nel caso di connessioni in bt e del 5,1% nel caso di connessioni in MT, al fine di tenere conto delle minori perdite di rete.

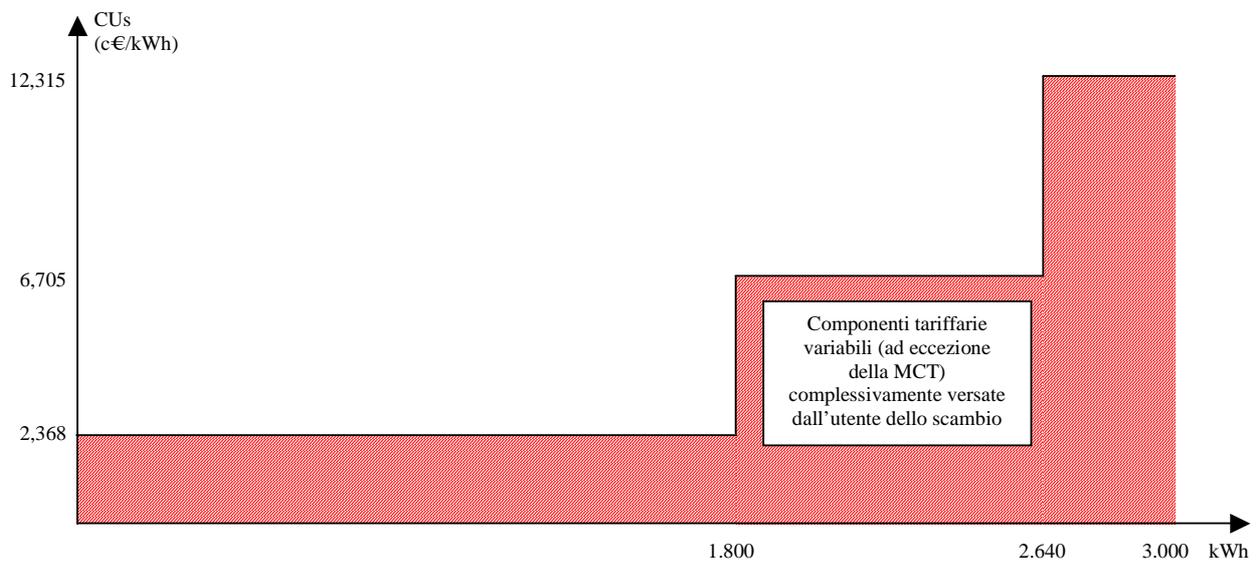
- tabella 5 -

Per quanto sopra detto, nell'esempio in tabella 5, il valore del termine CU_S utilizzato per il calcolo del contributo in conto scambio è pari alla somma tra:

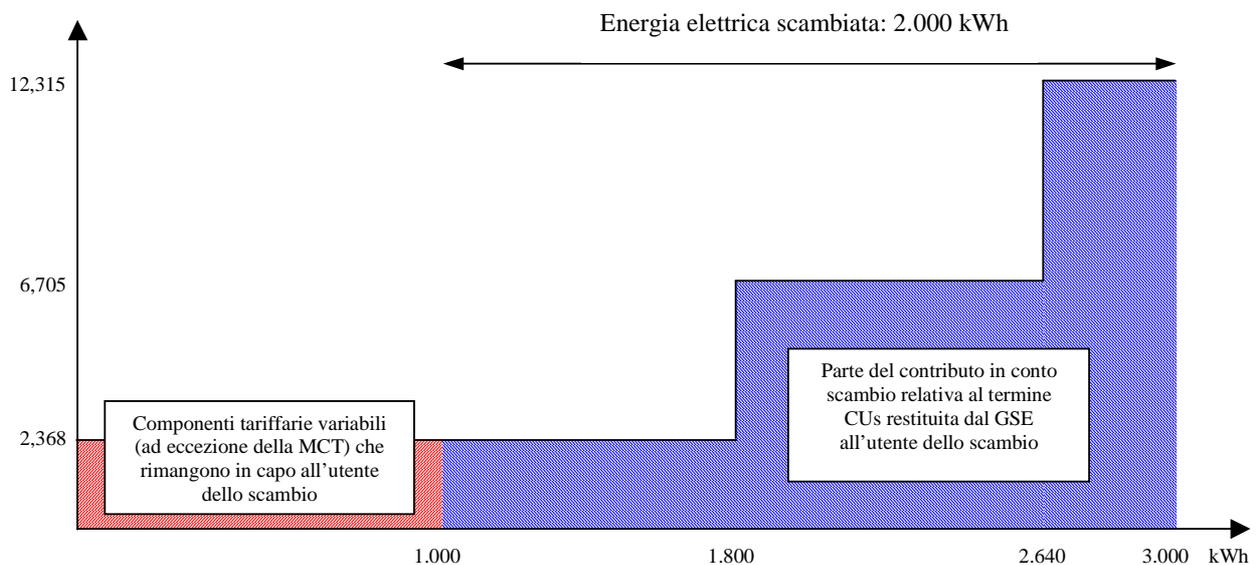
- 360 kWh (quantità di energia elettrica nel terzo scaglione) * 12,315 c€/kWh (valore del CU_s per il terzo scaglione);
- 840 kWh (quantità di energia elettrica nel secondo scaglione) * 6,705 c€/kWh (valore del CU_s per il secondo scaglione);
- 800 kWh (quantità di energia elettrica nel primo scaglione per arrivare a un totale di energia elettrica scambiata pari a 2.000 kWh) * 2,368 c€/kWh (valore del CU_s per il primo scaglione), divisa per la quantità totale di energia elettrica scambiata, pari a 2.000 kWh.

Le figure 4 e 5 meglio evidenziano il concetto alla base del calcolo del valore del termine CU_s nei casi in cui vi sono strutture tariffarie con scaglioni progressivi.

Si noti che la parte del contributo in conto scambio relativa alla restituzione delle componenti tariffarie, pari a 120 €, è minore della parte tariffaria rimborsabile, pari a 143 € (vds. tabella 4) perché l'energia elettrica scambiata è minore dell'energia elettrica complessivamente prelevata.



- figura 4 -



- figura 5 -

La tabella 6 contiene un ulteriore esempio di applicazione dello scambio sul posto nell'ipotesi che l'utente in esame abbia un prelievo annuo pari a 3.000 kWh e un'immissione annua pari a 3.000 kWh derivante dalla produzione di un impianto alimentato da fonti rinnovabili. Il controvalore dell'energia immessa C_{Ei} e l'onere di acquisto dell'energia prelevata O_{PR} sono stati ipotizzati (in particolare, O_{PR} è al lordo delle accise ma al netto dell'Iva poiché l'utente considerato è dotato di partita Iva). Il valore del termine CU_s utilizzato per il calcolo deriva da una operazione di media ponderata concettualmente analoga a quella descritta in precedenza. Si noti anche che la parte del contributo in conto scambio relativa alla restituzione delle componenti tariffarie è pari al totale della parte rimborsabile della tariffa, a sua volta pari a 143 €. Si noti anche che, nell'esempio, matura un credito a fine anno: ciò perché, a parità di energia elettrica immessa e prelevata, il prezzo unitario medio di mercato dell'energia elettrica immessa (C_{Ei} unitario medio, pari a 10 c€/kWh) è stato ipotizzato maggiore del prezzo unitario medio, relativo alla parte energia e imposte, dell'energia elettrica prelevata (O_E unitario medio, pari a 9,5 c€/kWh).

Esempio di applicazione dello scambio sul posto per un cliente domestico in maggior tutela nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili

a	Quantità di energia elettrica prelevata trasmessa dalle imprese distributrici al GSE (*)	dato ipotizzato	3.000 kWh
b	Quantità di energia elettrica immessa trasmessa dai gestori di rete al GSE (**)	dato ipotizzato	3.000 kWh
c	Controvalore dell'energia elettrica immessa C_{Ei} (prezzi di mercato)	dato GSE	300 €
d	Prezzo unitario medio di mercato dell'energia elettrica immessa	calcolo GSE	10 c€/kWh
e	Onere di acquisto dell'energia prelevata O_{PR} (lordo Iva) trasmesso dai venditori al GSE	dato ipotizzato	450 €
e1	di cui relativo alla sola energia + imposte	dato ipotizzato	286 €
f	Prezzo unitario medio dell'energia elettrica prelevata (lordo Iva)	pari a e/a*100	15 c€/kWh
f1	di cui relativo alla sola energia + imposte	pari a e1/a*100	9,5 c€/kWh
g	Parte dell'onere di acquisto relativa all'accesso e all'utilizzo della rete calcolato dal GSE (trasmissione, distribuzione, misura, oneri generali e dispacciamento)	vds. tabella 4	164 €
h	Onere residuo di acquisto dell'energia prelevata O_E calcolato dal GSE	pari a (e - g)	286 €
i	Quantità di energia scambiata	MIN (a;b)	3.000 kWh
l	Termine CU_s calcolato dal GSE (è la media ponderata degli scaglioni sotto riportati)		4,776 c€/kWh
	1 fascia (fino a 1.800 kWh): energia scambiata = 1.800 kWh	vds. tabella 4	2,368 c€/kWh
	2 fascia (oltre 1.800 fino a 2.640 kWh): energia scambiata = 840 kWh	vds. tabella 4	6,705 c€/kWh
	3 fascia (oltre 2.640 fino a 3.000 kWh): energia scambiata = 360 kWh	vds. tabella 4	12,315 c€/kWh
m	Contributo in conto scambio CS calcolato dal GSE		429 €
	di cui relativo alla compensazione tra O_E e C_{Ei}	MIN(c;h)	286 €
	di cui relativo alla restituzione delle componenti tariffarie (CU_s)	pari a l * i	143 €
n	Eventuale credito calcolato dal GSE	pari a (c - h) se c>h	14 €
	(può essere liquidato su base annuale o utilizzato negli anni successivi)		

Quindi:

Costo inizialmente sostenuto dall'utente dello scambio	450 €
Contributo in conto scambio	429 €
Credito eventuale	14 €

(*) La quantità di energia elettrica prelevata è la stessa utilizzata ai fini delle fatturazioni a conguaglio dei prelievi.

(**) La quantità di energia elettrica immessa è quella rilevata dai misuratori, maggiorata del 10,8% nel caso di connessioni in bt e del 5,1% nel caso di connessioni in MT, al fine di tenere conto delle minori perdite di rete.

- tabella 6 -

Si noti infine che in tutti gli esempi presentati non è stato considerato il contributo che l'utente dello scambio è tenuto a versare al GSE a copertura dei costi amministrativi. Tale contributo è pari a un contributo a copertura dei costi amministrativi, pari a:

- 15 (quindici) euro/anno per ogni impianto di potenza inferiore o uguale a 3 kW;
- 30 (trenta) euro/anno per ogni impianto di potenza superiore a 3 kW e inferiore o uguale a 20 kW;
- 45 (quarantacinque) euro/anno per ogni impianto di potenza superiore a 20 kW.

La tabella 7 evidenzia i valori del termine CU_S per le diverse tipologie di clienti finali sul libero mercato.

**Valori del termine CUs per diverse tipologie contrattuali
medie aritmetiche per l'anno 2009 (*)**

MERCATO LIBERO	FER	CAR
	[c€/kWh]	[c€/kWh]
Domestico D2 (scaglioni progressivi)		
<i>consumo ≤ 1800 kWh/anno</i>	1,948	0,853
<i>1800 kWh/anno < consumo ≤ 2640 kWh/anno</i>	6,286	4,459
<i>2640 kWh/anno < consumo ≤ 4440 kWh/anno</i>	11,896	9,337
<i>consumo > 4440 kWh/anno</i>	18,045	15,486
Domestico D3 (scaglioni progressivi)		
<i>consumo ≤ 1800 kWh/anno</i>	5,110	2,551
<i>1800 kWh/anno < consumo ≤ 2640 kWh/anno</i>	7,018	4,459
<i>2640 kWh/anno < consumo ≤ 4440 kWh/anno</i>	11,896	9,337
<i>consumo > 4440 kWh/anno</i>	18,045	15,486
UtENZE bt diverse da domestico e illuminazione pubblica		
<i>Pd ≤ 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW</i>	2,813	0,982
<i>Pd ≤ 16,5 kW; 1,5 kW < Pi ≤ 3 kW</i>	3,006	0,982
<i>Pd ≤ 16,5 kW; 3 kW < Pi ≤ 6 kW</i>	3,006	0,982
<i>Pd ≤ 16,5 kW; 6 kW < Pi ≤ 10 kW</i>	3,006	0,982
<i>Pd ≤ 16,5 kW; Pi > 10 kW</i>	3,006	0,982
<i>Pd > 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW</i>	2,808	0,977
<i>Pd > 16,5 kW; Pi > 1,5 kW</i>	3,001	0,977
UtENZE MT diverse da illuminazione pubblica		
<i>Pd ≤ 100 kW</i>	2,675	0,961
<i>100 kW < Pd ≤ 500 kW; Pi ≤ 100 kW</i>	2,664	0,950
<i>100 kW < Pd ≤ 500 kW; Pi > 100 kW</i>	2,664	0,950
<i>Pd > 500 kW; Pi ≤ 100 kW</i>	2,653	0,939
<i>Pd > 500 kW; Pi > 100 kW</i>	2,653	0,939

FER = fonti rinnovabili; CAR = cogenerazione ad alto rendimento
Pd = potenza disponibile; Pi = potenza impegnata

(*) Nel caso in cui i valori unitari dei corrispettivi tariffari siano aggiornati dall'Autorità (o Terna limitatamente ad alcuni corrispettivi di dispacciamento) nel corso dell'anno solare, il GSE ne considera la media aritmetica su base annuale. Si evidenzia che il valore medio della componente di dispacciamento relativa alle unità essenziali è indicativo, non essendo ancora disponibili i valori degli ultimi mesi del 2009: pertanto i valori qui riportati per il termine CUs sono ancora suscettibili di ulteriori aggiornamenti.

- tabella 7 -

La tabella 8 evidenzia i valori del termine CU_S per le diverse tipologie di clienti finali in maggior tutela e per ogni scaglione progressivo di consumi.

Valori del termine CUs per diverse tipologie contrattuali
medie aritmetiche per l'anno 2009 (*)

MAGGIOR TUTELA	FER			CAR		
	Trattamento monorario	Trattamento per fascia	Trattamento biorario	Trattamento monorario	Trattamento per fascia	Trattamento biorario
	[c€/kWh]	[c€/kWh]	[c€/kWh]	[c€/kWh]	[c€/kWh]	[c€/kWh]
Domestico D2 (scaglioni progressivi)						
consumo ≤ 1800 kWh/anno	2,368	2,368	2,368	1,125	1,125	1,125
1800 kWh/anno < consumo ≤ 2640 kWh/anno	6,705	6,705	6,705	4,731	4,731	4,731
2640 kWh/anno < consumo ≤ 4440 kWh/anno	12,315	12,315	12,315	9,609	9,609	9,609
consumo > 4440 kWh/anno	18,464	18,464	18,464	15,758	15,758	15,758
Domestico D3 (scaglioni progressivi)						
consumo ≤ 1800 kWh/anno	5,529	5,529	5,529	2,823	2,823	2,823
1800 kWh/anno < consumo ≤ 2640 kWh/anno	7,437	7,437	7,437	4,731	4,731	4,731
2640 kWh/anno < consumo ≤ 4440 kWh/anno	12,315	12,315	12,315	9,609	9,609	9,609
consumo > 4440 kWh/anno	18,464	18,464	18,464	15,758	15,758	15,758
Diverso da D2 e D3						
Pd ≤ 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW	2,729	2,614	2,729	0,769	0,654	0,769
Pd ≤ 16,5 kW; 1,5 kW < Pi ≤ 3 kW	2,922	2,806	2,922	0,769	0,654	0,769
Pd ≤ 16,5 kW; 3 kW < Pi ≤ 6 kW	2,922	2,806	2,922	0,769	0,654	0,769
Pd ≤ 16,5 kW; 6 kW < Pi ≤ 10 kW	2,922	2,806	2,922	0,769	0,654	0,769
Pd ≤ 16,5 kW; Pi > 10 kW	2,922	2,806	2,922	0,769	0,654	0,769
Pd > 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW	2,614	2,614	2,731	0,654	0,654	0,771
Pd > 16,5 kW; Pi > 1,5 kW	2,806	2,806	2,923	0,654	0,654	0,771

FER = fonti rinnovabili; CAR = cogenerazione ad alto rendimento
Pd = potenza disponibile; Pi = potenza impegnata

(*) Nel caso in cui i valori unitari dei corrispettivi tariffari siano aggiornati dall'Autorità nel corso dell'anno solare, il GSE ne considera la media aritmetica su base annuale.

- tabella 8 -

6. Il caso dei Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e il caso del Ministero della Difesa

L'articolo 27, comma 4, della legge n. 99/09 prevede che *“Per incentivare l'utilizzazione dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili, i comuni con popolazione fino a 20.000 residenti possono usufruire del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta, secondo quanto stabilito dall'articolo 2, comma 150, lettera a), della legge 24 dicembre 2007, n. 244, per gli impianti di cui sono proprietari di potenza non superiore a 200 kW, a copertura dei consumi di proprie utenze, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete e fermo restando il pagamento degli oneri di rete”*.

L'articolo 27, comma 5, della legge n. 99/09 prevede che *“Il Ministero della difesa, ai fini di quanto previsto dal comma 1 dell'articolo 39, può usufruire per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta secondo le modalità di cui al comma 4, anche per impianti di potenza superiore a 200 kW”*. L'articolo 39, comma 1, della legge n. 99/09 sostanzialmente prevede che il Ministero della Difesa possa affidare in concessione, o in locazione, o utilizzare direttamente i propri siti per installare impianti energetici, ferma restando l'appartenenza al demanio dello Stato.

L'articolo 27, commi 4 e 5, della legge n. 99/09 di fatto rimuove il vincolo della coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo ai fini dell'applicazione dello scambio sul posto nei seguenti casi:

- l'utente dello scambio sul posto è un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti (o un soggetto terzo previo mandato), nel caso in cui gli impianti alimentati da fonti rinnovabili ammessi allo scambio sul posto, di potenza fino a 200 kW, siano di proprietà dei medesimi Comuni;

- b) l'utente dello scambio sul posto è il Ministero della Difesa (o un soggetto terzo previo mandato), nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili ammessi allo scambio sul posto, di potenza anche superiore a 200 kW.

La rimozione del vincolo della coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo ai fini dell'applicazione dello scambio sul posto comporta una maggiore complicazione dal punto di vista amministrativo e gestionale. Per questo motivo si ritiene opportuno che l'utente dello scambio versi al GSE un contributo aggiuntivo pari a 4 euro/anno per ogni punto di connessione compreso nella convenzione, a copertura dei costi di aggregazione delle misure relative ai diversi punti di connessione.

Al fine di dare applicazione a quanto previsto dalla legge, si ritiene opportuno che il valore di mercato dell'energia elettrica immessa da tutti gli impianti ammessi allo scambio sul posto (C_{Ei}) sia riconosciuto dal GSE a compensazione del valore - al netto delle componenti di trasmissione, distribuzione, misura, dispacciamento, A, UC e MCT - dell'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo nella titolarità del Comune o del Ministero della Difesa (O_E). Per quanto riguarda invece la restituzione della parte variabile delle componenti di trasmissione, distribuzione, dispacciamento, A e UC, è necessario richiamare il fatto che la legge n. 99/09 stabilisce che lo scambio sul posto nei casi in oggetto debba essere attuato "*fermo restando il pagamento degli oneri di rete*". Poiché gli oneri di rete includono le componenti tariffarie di trasmissione, di distribuzione, di dispacciamento nonché le componenti tariffarie A e UC, il termine CU_S viene restituito solo per l'energia elettrica scambiata in ciascun punto di scambio. In termini matematici, se I_i e P_i sono rispettivamente l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata in ogni punto di scambio i-esimo, la quantità di energia elettrica a cui si applica il termine CU_S è pari a $\sum_i \min(I_i; P_i)$. Il valore

del termine CU_S non è necessariamente lo stesso per tutti i punti di scambio poiché la tipologia di cliente, a fini tariffari, può essere diversa.

Il termine CU_S non viene quindi restituito per l'energia elettrica scambiata tra punti di connessione e/o punti di scambio distinti.

7. Interrelazione tra scambio sul posto e incentivi

Lo scambio sul posto viene considerato come una modalità semplificata di accesso alla rete e non come uno strumento di incentivazione. Pertanto gli incentivi previsti dalla normativa vigente (certificati verdi o conto energia per gli impianti fotovoltaici) si sommano agli effetti derivanti dallo scambio sul posto, con l'unica eccezione delle tariffe onnicomprensive che, ove applicate, si sostituiscono ad ogni altra modalità di cessione o scambio dell'energia elettrica.

La nuova disciplina dello scambio sul posto, che ha effetti a decorrere dall'1 gennaio 2009, non comporta alterazioni alle modalità di erogazione degli incentivi. In particolare:

- nel caso di impianti fotovoltaici oggetto di incentivazione ai sensi dei decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006, continua ad essere effettuato il calcolo del saldo con le stesse modalità previste dalla deliberazione n. 28/06 ai soli fini dell'erogazione dell'incentivo, senza più scadenza del saldo positivo dopo il terzo anno. Infatti le regole del primo conto energia prevedono che, nel caso di impianti fotovoltaici ammessi allo scambio sul posto, la tariffa incentivante venga erogata sull'energia elettrica prodotta e consumata dalle utenze del soggetto responsabile direttamente o in applicazione della disciplina dello scambio sul posto;
- nel caso di impianti fotovoltaici oggetto di incentivazione ai sensi del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, l'incentivo viene erogato su tutta l'energia elettrica prodotta, indipendentemente dalle modalità scelte per la cessione o l'utilizzo di tale energia.

8. Conclusioni

Con la deliberazione ARG/elt 74/08 l'Autorità ha continuato a perseguire l'obiettivo dell'integrazione nel mercato elettrico della produzione di energia elettrica incentivata. Ciò, in particolare, al fine di continuare a rendere possibile l'applicazione dello scambio sul posto anche in un assetto di mercato liberalizzato in cui sempre più difficilmente si può contestualizzare la modalità di *net metering*. Per questo motivo, infatti, il *net metering* è stato sostituito da una compensazione di natura economica.

Le nuove modalità e le condizioni tecnico-economiche previste per lo scambio sul posto vengono completate con le procedure operative predisposte dal GSE, come positivamente verificate dal Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.