

Milano, 23 settembre 2019

Spettabile **ARERA**

Inviata a mezzo mail a:
mercati-ingrosso@arera.it

Oggetto: Osservazioni ANIE alla consultazione 345/2019 “Condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'energia elettrica prelevata per la successiva immissione in rete”

Considerazioni Generali

ANIE apprezza e condivide l'intento del regolatore di uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento e di estenderla ai casi più articolati, senza alcuna discriminazione tra tipologie di sistemi di accumulo e tra livelli di tensione della connessione.

Si segnala che la delibera 574/2014 ha esteso l'applicazione dell'art. 16 del TTT anche all'energia elettrica prelevata da POD che esclusivamente alimentano un sistema di accumulo (oltre che i pompaggi), ma la delibera all'art. 3 fa erroneamente riferimento all'art. 19 del TTT e non all'art. 16 del TTT.

Si evidenzia che sarebbe stato opportuno rappresentare anche lo schema del sistema di accumulo collegato alla sola unità di consumo (Fig. 19.4 della CEI 0-21), configurazione corrispondente a quella descritta al punto 3.3 lettera c) del documento di consultazione e che si riporta di seguito:

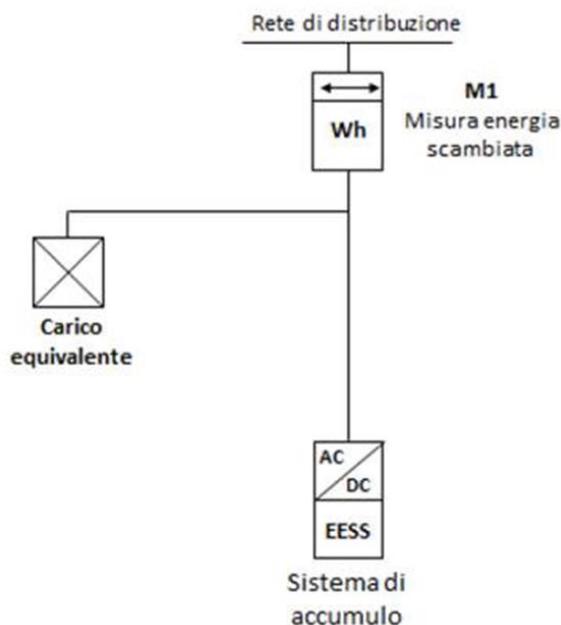


Figura 19.4 – Utente con sistema di accumulo

Con riferimento al punto 2.13 del documento di consultazione ANIE chiede ad ARERA di valutare alcuni cambiamenti al fine di rendere la nuova regolamentazione più flessibile e meno intransigente. In particolare si propone che le nuove disposizioni regolatorie si applichino nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari, ivi compresi i prelievi dei sistemi di accumulo, come dichiarata dal titolare dell'impianto con certificazione asseverata da perizia indipendente e che, qualora la potenza prelevata superi la potenza dichiarata di oltre il 10%, all'energia elettrica prelevata siano applicate le condizioni previste per i clienti finali nei soli mesi in cui si sia verificato tale superamento. Inoltre si propone che tale penalizzazione sia ammessa sino ad un massimo di tre mensilità, oltre le quali la penalizzazione viene estesa a tutto l'anno solare.

Si ritiene che l'obbligo della perizia asseverata sia da superarsi e venga sostituita da una dichiarazione della potenza assorbita dagli ausiliari in fase di qualifica dell'impianto e stipula del regolamento di esercizio; ciò è auspicabile, dato che la platea dei produttori della generazione distribuita si amplierà sempre più nei prossimi anni.

Con riferimento alla nota 8 a pag. 14 del documento di consultazione si reputa opportuno per impianti connessi in BT poter trasmettere, in sostituzione dello schema unifilare, un modulo in cui il produttore dichiara in quale delle quattro configurazioni del punto 3.3 lettere a), b), c) e d) del documento di consultazione si trovi il proprio impianto; ciò per agevolare la partecipazione per tutti gli impianti esistenti, per i quali il gestore di rete è già in possesso dello schema unifilare dell'impianto nel momento in cui il produttore ha presentato l'istanza di connessione.

Considerazioni su schemi di configurazione

ANIE considera fondamentale adottare un approccio che rifugga dagli algoritmi nell'era della digitalizzazione, ma che si basi su misure puntuali, laddove tramite l'utilizzo di contatori si ha la certezza di poter determinare i reali flussi energetici. Inoltre, poiché si prospettano nel PNIEC obiettivi che affidano alla generazione distribuita un ruolo importante per la transizione energetica, sempre più frequentemente saranno implementate le configurazioni di cui al punto 3.3 del documento di consultazione ed è auspicabile, che i crescenti volumi di tali flussi energetici siano misurati da contatori più che stimati da algoritmi.

Si ritiene necessario impiegare contatori M2 e M3 fiscali, poiché sono deputati a determinare i volumi di energia da sottoporre all'esenzione degli oneri di rete e di sistema. Purtroppo, in via transitoria, si potrebbe pensare di adottare contatori non fiscali sugli impianti con UP e/o Sistemi di accumulo già esistenti. A tal scopo si chiede che venga disciplinata la modalità di richiesta dell'installazione di tali misuratori al DSO e che il costo di posa in opera sia contenuto essendo assimilabile ad un'attività classificata come "lavoro semplice" dal TICA comma 1.1 lettera u) e comma 3.4 lettera c).

Si reputa, pertanto, opportuno standardizzare le configurazioni dei sistemi di produzione e consumo con la necessità di installare i contatori M2 e M3 per quelle configurazioni laddove l'energia elettrica prelevata dalla rete è destinata ad alimentare i sistemi di accumulo ai fini della sua successiva re-immissione in rete.

A livello generale, la discriminazione tra acquisto a PUN per l'energia destinata alla carica dell'accumulo e successivamente assorbita dall'utenza e l'acquisto a Pz (Prezzo_zonale) per l'energia destinata alla carica dell'accumulo successivamente reimmessa in rete pone un problema di base per tutte le configurazioni impiantistiche rientranti nel punto 3.3 lettere c) e d) in quanto le fasi di carica e di scarica del sistema di accumulo si verificano in due periodi temporali distinti.

Come soluzione transitoria in attesa del superamento del concetto di PUN si potrebbe ripartire virtualmente l'energia prelevata dalla rete, per ogni quarto d'ora, in due flussi distinti, uno destinato alla carica dell'accumulo e al successivo utilizzo da parte del carico, l'altro destinato alla carica dell'accumulo e alla successiva reimmissione in rete. Il rapporto tra i due flussi potrebbe essere assunto costante in tutti i periodi di riferimento (in tutte le ore) del mese e valutato a consuntivo (in fase di fatturazione) sulla base dei volumi di energia effettivamente misurati e valorizzati per ciascun periodo di riferimento a PUN o a Pz in funzione della costante misurata a consuntivo.

Come si vedrà nei punti successivi, risulta inoltre necessaria l'individuazione di un rendimento di round-trip per sistemi di accumulo ai fini della corretta individuazione dei volumi di energia scambiata nel periodo di riferimento. A tal fine si suggerisce di valutare di adottare un valore di round-trip unificato per tutti i sistemi di accumulo allacciati in BT/MT in alternativa al round-trip specifico per ogni sistema di accumulo determinato in funzione dei dati tecnici resi disponibili dal costruttore del sistema di accumulo installato.

Analizzando le diverse configurazioni ai fini della futura regolazione dei servizi di trasporto e dispacciamento è possibile definire i seguenti criteri di misura per i diversi schemi di configurazione.

SCHEMA DI CONFIGURAZIONE 1

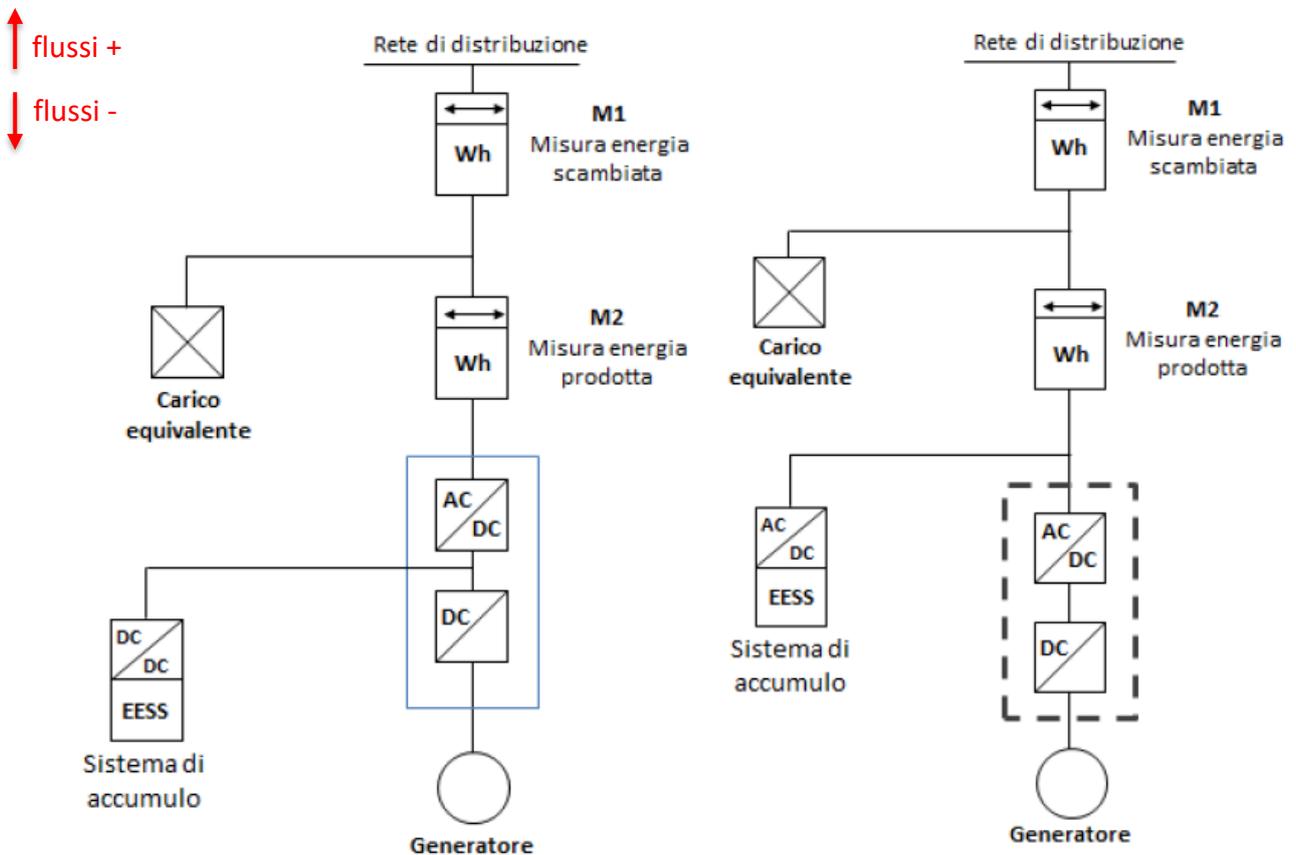


Figura 1.a

Figura 1.b

Flusso + = Flusso in immissione

Flusso - = Flusso in prelievo

Tale configurazione corrisponde a quella del punto 3.3 del documento di consultazione:

- lettera a), se non si considerasse il carico equivalente
- lettera b), se non si considerasse il sistema di accumulo
- lettera d), così come rappresentati in figura

Nei casi a) e b) pertanto l'analisi si semplifica rispetto al caso d) e valgono comunque le considerazioni sotto riportate.

L'energia prelevata dalla rete al fine di caricare il sistema di accumulo e/o per alimentare gli ausiliari di impianto potrà essere valutata per ogni time slot come $M2_{\text{assorbita}}$, indipendentemente dallo stato del generatore e del carico equivalente.

L'energia erogata dal sistema di accumulo verso la rete può essere valutata in via semplificata come valore minimo, sul periodo di riferimento (es. un mese), tra $M1_{\text{immessa}}$ in rete e il valore di energia prelevata dalla rete calcolato al punto precedente, cioè $M2_{\text{assorbita}}$. La semplificazione proposta, pur prescindendo dai singoli flussi energetici istantanei, risulta corretta sul periodo di riferimento e costituisce un elemento abilitativo per promuovere la demand response attraverso la partecipazione dei sistemi di accumulo connessi alle reti BT/MT.

Infine, l'energia di cui al punto 3.1, ossia l'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata ad alimentare i sistemi di accumulo ai fini della sua successiva re-immissione in rete, potrà essere determinata, ai fini dell'individuazione del volume prelevato esente da oneri, come energia erogata dal sistema di accumulo verso la rete divisa per il rendimento di round-trip di riferimento del sistema di accumulo.

In questo caso si rende necessaria l'installazione di $M2$, se assente.

SCHEMI DI CONFIGURAZIONE 2

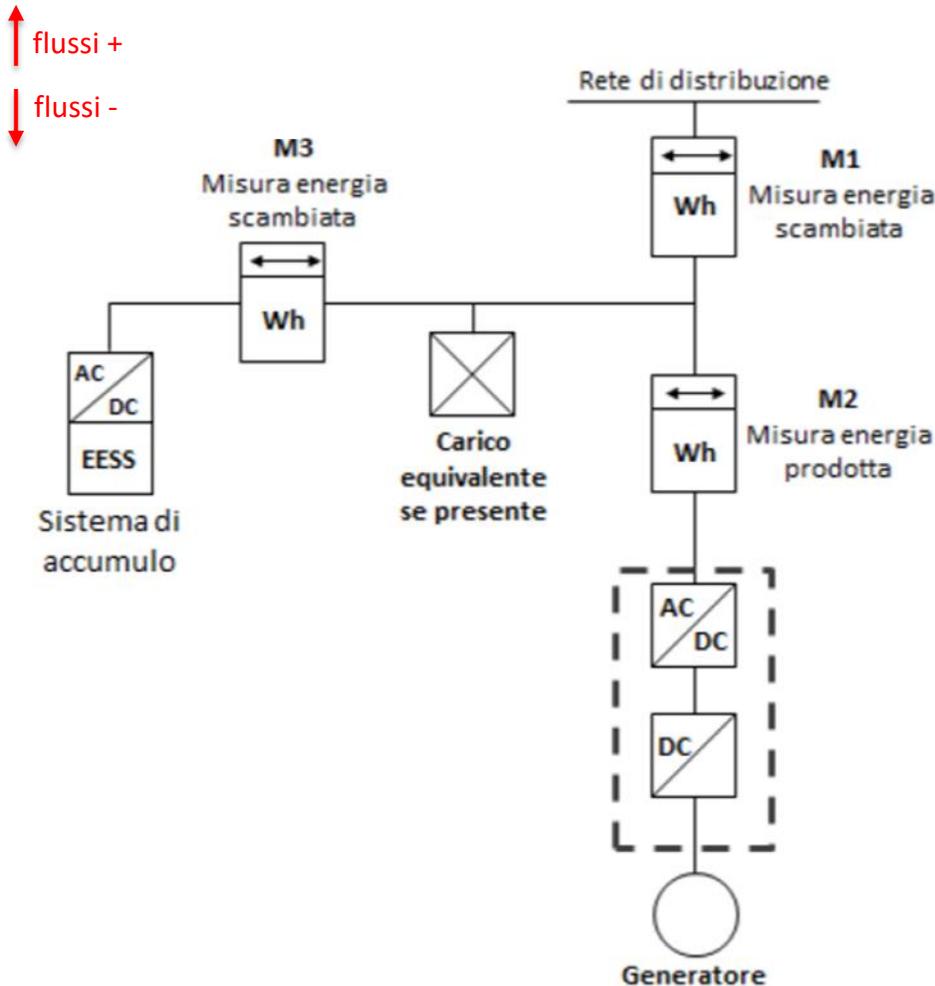


Figura 2

Flusso + = Flusso in immissione Flusso - = Flusso in prelievo

Tale configurazione corrisponde a quella del punto 3.3 del documento di consultazione:

- lettera a), se non si considerasse il carico equivalente
- lettera b), se non si considerasse il sistema di accumulo
- lettera d), così come rappresentati in figura

Nei casi a) e b) pertanto l'analisi si semplifica rispetto al caso d) e valgono comunque le considerazioni sotto riportate.

L'energia prelevata dalla rete al fine di caricare il sistema di accumulo potrà essere valutata per ogni time slot come minimo tra il valore di M1_prelevata e M3_assorbita, indipendentemente dallo stato del generatore. Questo sotto l'ipotesi che l'energia prelevata dalla rete sia utilizzata in via prioritaria per la carica del sistema di accumulo. Infatti, quando il generatore produce elettricità ed il carico equivalente (UC) è in fase di assorbimento, si considera prioritario l'autoconsumo istantaneo (in tempo reale) dal generatore verso la UC, come del resto avverrebbe in assenza del sistema di accumulo. Vengono così scorporati eventuali prelievi dalla rete e assorbiti dalla UC (si tratta quindi di un'ipotesi conservativa).

L'energia erogata dal sistema di accumulo verso la rete potrà essere valutata per ogni time slot come minimo tra il valore di M1_immessa e M3_erogata, indipendentemente dallo stato del generatore. Questo

sotto la medesima ipotesi di cui al punto precedente, ossia che quando il generatore produce elettricità ed il carico equivalente (UC) è in fase di assorbimento, si considera prioritario l'autoconsumo istantaneo (in tempo reale) dal generatore verso la UC, come del resto avverrebbe in assenza del sistema di accumulo.

Infine, l'energia di cui al punto 3.1, ossia l'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata ad alimentare i sistemi di accumulo ai fini della sua successiva re-immissione in rete, potrà essere determinata, ai fini dell'individuazione del volume prelevato esente da oneri, come energia erogata dal sistema di accumulo verso la rete divisa per il rendimento di round-trip di riferimento del sistema di accumulo.

In questo caso si rende necessaria oltre l'installazione di M2, se assente, anche l'installazione di M3, se assente, solo se si è nella configurazione lettera d) del punto 3.3 del documento di consultazione.

SCHEMI DI CONFIGURAZIONE 3

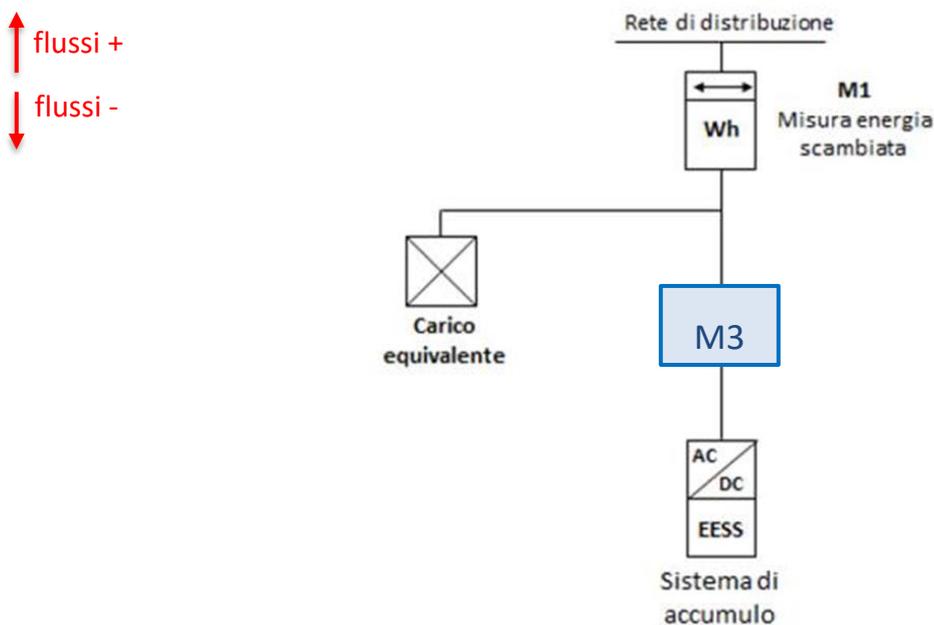


Figura 19.4 – Utente con sistema di accumulo

Flusso + = Flusso in immissione Flusso - = Flusso in prelievo

Tale configurazione corrisponde a quella del punto 3.3 lettera c) del documento di consultazione.

Anche in questo caso si presenta una problematica analoga rispetto quanto descritto ai paragrafi precedenti, rendendo necessaria l'installazione di M3 come riportato in figura. Si potrà così procedere come segue.

L'energia prelevata dalla rete al fine di caricare il sistema di accumulo corrisponde a quanto misurato da M3 in assorbimento.

L'energia erogata dal sistema di accumulo verso la rete potrà essere valutata per ogni time slot come minimo tra il valore di M1_immessa e M3_erogata, indipendentemente dallo stato del carico.

Infine, l'energia di cui al punto 3.1, ossia l'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata ad alimentare i sistemi di accumulo ai fini della sua successiva re-immissione in rete, potrà essere posta pari all'energia erogata dal sistema di accumulo verso la rete diviso il rendimento di roundtrip dell'accumulo. Nel caso in esame, in luogo dell'adozione di un valore standard, detto rendimento potrà essere calcolato sul periodo di riferimento (es. un mese) come la sommatoria dei flussi negativi diviso la sommatoria dei flussi positivi misurati da M3.

S1 - Quali criticità potrebbero derivare dalla previsione di trattare l'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata ad alimentare i sistemi di accumulo ai fini della successiva re-immissione in rete e/o i servizi ausiliari di generazione come immissione negativa?

Con riferimento alla valorizzazione dell'energia prelevata, data l'attuale regolamentazione del mercato, passare dalla valorizzazione a PUN a quella a Pz comporterà per gli operatori di mercato la necessità di adeguarsi alla maggiore aleatorietà del valore che potrebbe assumere Pz; ciò, però, non comporta aspetti critici visto che gli operatori di mercato sono già avvezzi, avendo nel proprio portafoglio clienti unità di produzione della generazione distribuita.

Viceversa, si intravedono criticità nell'impiego di algoritmi al posto di misurazioni reali.

Si registra, invece, un impatto positivo della nuova regolamentazione per i soggetti titolari di sole UP (Unità di Produzione) derivante dal considerare i consumi degli ausiliari come immissione negativa e non come prelievo: in questo modo infatti i produttori non avranno più l'obbligo di sottoscrivere per la propria UP anche un contratto di dispacciamento in prelievo per i prelievi degli ausiliari o dei sistemi di accumulo, ma esclusivamente un contratto di dispacciamento in immissione, con minor oneri burocratici.

S2 - Quale importo potrebbe essere congruo per il corrispettivo di cui al punto 3.16?

Relegando l'impiego degli algoritmi solo ed esclusivamente nei casi più complessi in cui non se ne possa far a meno, ci immaginiamo costi marginali, molto contenuti, anche al fine di promuovere la partecipazione di sistemi di piccola taglia connessi in BT, per i quali i benefici derivanti dall'applicazione della presente disciplina risultano ridotti a fronte di oneri di misura analoghi a impianti di taglia maggiore.

S3 - Quale delle due diverse opzioni proposte è ritenuta preferibile? Perché?

Per ANIE l'opzione 1 è l'unica opzione perseguibile per le seguenti motivazioni:

- a) L'attività di gestione dei dati di misura e della loro valorizzazione economica (in termini di oneri di rete, oneri di sistema, corrispettivi di dispacciamento e di prelievi di energia reattiva) è da sempre attribuita ad operatori di mercato diversi dal GSE
- b) La mission del GSE è lo sviluppo sostenibile: promuovere investimenti nella sostenibilità ambientale e nella costruzione di un'economia a basso contenuto di carbonio attraverso la gestione degli strumenti di incentivazione utili al raggiungimento degli obiettivi comunitari e nazionali in materia di fonti rinnovabili e efficienza energetica, erogare servizi ai cittadini, alle imprese e alle pubbliche amministrazioni ed infine supportare le istituzioni con la realizzazione di studi di settore e attività di monitoraggio su temi energetici
- c) Ai fini degli strumenti di incentivazione per lo sviluppo sostenibile il GSE si avvale delle misure trasmesse dai gestori di rete; diversamente la nuova regolamentazione non tratta di strumenti

- incentivanti, bensì di un trattamento tariffario, che oggi viene già gestito da operatori diversi dal GSE, secondo le regole disciplinate da ARERA
- d) I gestori di rete dispongono già di sistemi informativi che necessitano di modifiche contenute per consentire il passaggio dalla vecchia alla nuova regolamentazione, poiché hanno già in gestione le configurazioni ammesse dall'attuale regolamentazione
 - e) L'opzione 2 introdurrebbe per i consumers, producers e prosumers ulteriori oneri burocratici derivanti dalla sottoscrizione di una convenzione con il GSE

Per quanto concerne l'allocazione delle coperture economiche, si condivide l'impostazione di ARERA e si predilige per la copertura degli oneri di rete e di sistema e dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva che l'allocazione delle partite economiche avvenga tramite i Conti di relativa competenza e non che tutto gravi sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, cioè non su Asos e A3rim. Infatti sulla Asos si determina l'esclusione degli energivori dal pagamento di una quota-parte della Asos attraverso la componente AEsos secondo il provvedimento approvato dalla Commissione Europea, su cui andrebbero a confluire fattispecie diverse da quelle di incentivazione. Visto l'enorme lavoro compiuto per raggiungere il compromesso con la Commissione Europea e poiché non tutte le partite sono ascrivibili ad un'incentivazione dell'impianto a fonte rinnovabile, sarebbe opportuno allocare i costi utilizzando i conti di relativa pertinenza.