



AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO
AUDIZIONI PERIODICHE
Roma – 11 novembre 2014

Considerazioni assoRinnovabili sulle linee strategiche dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico con riferimento alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

1. Considerazioni generali

Il recente accordo raggiunto in sede di Consiglio Europeo sugli obiettivi al 2030 per la riduzione delle emissioni di gas climalteranti (-40% rispetto al 1990), lo sviluppo delle fonti rinnovabili (27% dei consumi finali) e lo sviluppo dell'efficienza energetica (+27% rispetto all'andamento "inerziale" dei consumi), sebbene non sia caratterizzato dallo stesso slancio rivoluzionario del precedente Pacchetto 20-20-20, ha però il merito di dare un segnale di continuità agli investitori del settore della green economy. L'Europa, in altri termini, ha deciso di proseguire nella politica di contrasto al cambiamento climatico, nonostante le notevoli pressioni ricevute - e in parte andate a buon fine - per una revisione in senso restrittivo degli obiettivi.

assoRinnovabili aveva chiesto in più occasioni che l'obiettivo per le rinnovabili non fosse inferiore al 30%, considerando i tanti vantaggi che la produzione di energia verde ha saputo offrire e offrirà al nostro Paese in termini di emissioni evitate di CO₂, minori danni alla salute dei cittadini, incremento di PIL e occupazione. La stessa Commissione ha stimato che con un obiettivo per le rinnovabili al 30% si potrebbero avere al 2030 fino a 1.300.000 posti di lavoro in più in Europa, mentre con un obiettivo limitato al 27% se ne avrebbero solo 700.000. Senza trascurare inoltre l'aspetto strategico che le rinnovabili possono rivestire in termini di security of supply per l'Unione Europea, fattore particolarmente rilevante in seguito ai recenti sviluppi geopolitici, sia a Est che a Sud dell'Unione Europea.

In tale contesto, anche il nostro Paese sarà chiamato a rinnovare le sue politiche di sviluppo del settore facendo tesoro sia dei successi ottenuti con il Pacchetto Clima Energia 20-20-20, sia degli errori commessi, in ultimo con la norma retroattiva "Spalma Incentivi" contenuta all'art. 26 del DL 91/2014.

Il complessivo quadro regolatorio vigente risulta, al momento, inadeguato per un'ulteriore ed auspicabile promozione delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio.

L'indeterminatezza di molti elementi, quali a titolo di esempio gli eventuali meccanismi di sostegno che potranno delinearsi dopo il 2015 (in concomitanza con il raggiungimento del tetto dei 5,8 miliardi per i regimi incentivanti previsti dal DM 6 luglio 2012), il consistente abbassamento del prezzo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso, il calo della domanda ed infine la revisione della disciplina degli sbilanciamenti delle fonti rinnovabili non programmabili, contribuisce a destabilizzare il settore.

In questo contesto di riferimento, il ruolo dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) risulta essere per molti versi decisivo. Le mutate esigenze dei mercati energetici, soprattutto in termini di produzione e consumo, dovranno tradursi in consequenziali linee di azione da parte della stessa AEEGSI per rilanciare il ruolo dei produttori e consumatori di energia.

L'azione dell'AEEGSI, per quanto di sua competenza, riteniamo debba contribuire a sviluppare una strategia che:

- persegua un **quadro regolatorio quanto più semplificato, certo e stabile** in grado di favorire ed attrarre nuovi investimenti nel settore, con particolare riferimento al prossimo nuovo periodo regolatorio;
- persegua una **riconfigurazione del mercato elettrico** che favorisca l'integrazione delle rinnovabili (programmabili e non) e della generazione distribuita;
- promuova **l'alto valore delle fonti energetiche rinnovabili**, in considerazione della loro crescente importanza per la collettività nazionale in termini di sviluppo ambientalmente sostenibile e diversificazione dell'approvvigionamento energetico;
- promuova lo **sviluppo delle infrastrutture** ed il **miglioramento della sicurezza** e della qualità dei servizi, valutandone e monitorandone contestualmente l'adeguatezza e l'efficienza.

2. Considerazioni puntuali sull'attività dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico

L'Associazione considera le Linee Strategiche come un fondamentale documento di programmazione dell'attività regolatoria nei prossimi anni. assoRinnovabili affida al presente capitolo alcune considerazioni puntuali su tematiche particolarmente critiche per il settore.

- ***Oneri di sbilanciamento per fonti rinnovabili non programmabili***

La situazione

Come noto, la Delibera 281/2012/R/efr è stata annullata dal TAR Lombardia – Milano e dal Consiglio di Stato che hanno accolto il ricorso proposto dalla scrivente Associazione e da diversi operatori del settore.

In particolare il TAR Lombardia aveva sancito che è illegittima una disciplina della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento che equipari le fonti energetiche rinnovabili non programmabili con quelle programmabili, poiché si tratta di fonti che non si trovano nelle stesse condizioni di fatto nel prevedere lo sbilanciamento da esse prodotto. Inoltre, le franchigie introdotte devono essere differenziate per fonte energetica, in considerazione della loro diversa natura e peculiarità.

Allo stesso modo il Consiglio di Stato, annullando la precedente disciplina degli sbilanciamenti poiché illegittima e respingendo il ricorso dell'AEEGSI, ha statuito:

- che "... la previsione di energia immessa in rete [delle FRNP] non può raggiungere lo stesso livello di precisione delle fonti programmabili";
- che "l'imposizione di tali costi [di sbilanciamento] deve tenere conto della peculiarità della fonte" e che le franchigie, per elidere la disparità di trattamento rispetto alle fonti completamente programmabili, devono essere "differenziate in ragione della tipologia di fonte".

Con il Documento di Consultazione 302/2014/R/eel e la successiva Delibera 522/2014/R/eel, l'AEEGSI ha infine introdotto una nuova disciplina che prevede:

- un sistema di "bande" differenziate per fonte (eolico 49%, fotovoltaico 31%, idroelettrico ad acqua fluente 8%, altre rinnovabili non programmabili, per lo più geotermiche 1,5%) al di fuori delle quali l'energia derivante dallo sbilanciamento sarà valorizzata con le medesime modalità con cui attualmente vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate;
- all'energia all'interno delle "bande" viene applicato un corrispettivo unitario, al fine di allocare ai rispettivi utenti del dispacciamento la parte degli effetti degli sbilanciamenti all'interno della banda stessa;
- le bande potranno essere oggetto di successiva riduzione, per tenere conto dell'evoluzione dei sistemi di previsione della disponibilità delle fonti;

L'AEEGSI lascia inoltre agli utenti del dispacciamento la possibilità di scegliere in alternativa l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento senza banda, calcolati sempre sulla base della disciplina relativa agli impianti programmabili non abilitati.

Il nuovo sistema entrerà in vigore dal 1° gennaio 2015. Relativamente al periodo tra il 1° gennaio 2013 (data di entrata in vigore della Delibera 281/2012/R/efr) e il 31 dicembre 2014 Terna applicherà i corrispettivi di sbilanciamento, come inizialmente definiti dalla Delibera 111/06, ossia nella loro versione antecedente alla Delibera 281/2012/R/efr successivamente annullata. Terna, inoltre, completerà i conguagli entro il 2014.

La posizione di assoRinnovabili.

Dopo due gradi di giudizio, in cui TAR e Consiglio di Stato hanno dato ragione agli operatori e ad assoRinnovabili, la nuova disciplina degli sbilanciamenti è ancora una volta gravemente penalizzante per i produttori di energia da FRNP.

La Deliberazione 522/2014/R/eel introduce la differenziazione delle fonti ma **elimina le franchigie**, atteso che, **all'interno delle singole "bande", viene comunque applicato un corrispettivo unitario per zona di mercato.**

Tali corrispettivi sono a tutti gli effetti **oneri non definiti e non basati sulla buona performance del singolo operatore** relativamente agli sbilanciamenti effettuati all'interno delle franchigie. A giudizio della scrivente Associazione, tale impostazione è in **contraddizione con la ratio stessa della disciplina della**

materia, individuata, fin dalla delibera 281/2012/R/efr e ora nelle premesse della nuova deliberazione, nell'esigenza di responsabilizzare ciascun produttore.

Per il calcolo del corrispettivo di sbilanciamento, è prevista ora una serie di **variabili che non sono ne' prevedibili ne' controllabili dagli operatori** dato che l'onere verrà calcolata in base alle performance dell'intero sistema.

Il Consiglio di Stato aveva ritenuto che fosse corretto applicare delle franchigie purché differenziate in ragione della tipologia della fonte.

Infine, la nuova disciplina **penalizza anche gli operatori che si sono adeguati alle Deliberazioni precedenti**, ponendo a loro carico le conseguenze pregiudizievoli derivanti dall'annullamento delle vecchie normative.

In sostanza assoRinnovabili bocchia con decisione la Delibera 522/2014/R/eel che disattende completamente **le istanze presentate dall'associazione** stessa in sede di consultazione. In quest'ottica erano state suggerite:

- delle **franchigie differenziate per fonte, all'interno delle quali l'errore sia effettivamente sgravato da penalità**; ciò è pienamente compatibile con la sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/2014 che non esclude *tout court* tale possibilità;
- la valorizzazione degli sbilanciamenti secondo la previgente Delibera 281/2012/R/efr;
- la possibilità di **aggregazione e relativa franchigia pari alla media ponderata tra singole franchigie**;
- un **periodo transitorio** per permettere agli operatori di adeguarsi gradualmente, dovendo modificare i sistemi di gestione e previsione della produzione, attualmente impostati e faticosamente messi a punto per rispettare l'assetto regolatorio all'epoca vigente.

Infine, **una nuova regolazione degli oneri di sbilanciamento per le rinnovabili non programmabili dovrebbe essere implementata solamente in contemporanea con una riforma complessiva e organica del mercato elettrico** che favorisca la piena integrazione delle rinnovabili, così come illustrato nel paragrafo successivo dedicato al Market Design.

- **Market Design**

La situazione

Il procedimento avviato con Delibera ARG/elt 160/2011 e dedicato alla formazione di provvedimenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento ha già prodotto alcuni interventi volti all'integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nella gestione del sistema elettrico. Tra questi si possono ricordare la Delibera 84/2012/R/eel e s.m.i che approva l'allegato A70 al Codice di Rete (CdR) Terna e la Delibera 421/2014/R/eel che regola l'applicazione dell'allegato A72 al CdR ad una parte della cosiddetta generazione distribuita. Entrambi i provvedimenti hanno comportato interventi di retrofit su impianti

esistenti in direzione di un miglior comportamento delle centrali connesse al sistema di distribuzione durante transitori di rete e durante condizioni operative potenzialmente critiche, caratterizzate da carico ridotto ed elevata presenza di produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP). Più prospettico è il pubblico dibattito, avviato con il Documento di Consultazione 354/2013/R/eel, sulle modifiche delle regole di mercato necessarie al coinvolgimento degli impianti FRNP e della GD nel MSD, secondo tre possibili direzioni di evoluzione. Quale che sia la via di sviluppo che maturerà in esito alla consultazione, essa non potrà prescindere dalle esigenze previsionali di sistema evidenziate nel Documento di Consultazione 557/2013/R/eel, con particolare riferimento alle necessità di riserva di regolazione. Prosegue poi il processo di allineamento del mercato elettrico italiano al “Target Model” Europeo”, la cui situazione, relativamente al cosiddetto “market coupling”, è stata sintetizzata da AEEGSI nel Documento di Consultazione 356/2014/R/eel.

La posizione di assoRinnovabili

L'Associazione auspica che **giungano a definizione al più presto i processi regolatori rilevanti per il mercato elettrico**, in particolare la revisione complessiva delle regole di dispacciamento, **avviata con il Documento di Consultazione 354/2013/R/eel**.

Tale Documento di Consultazione prevedeva alcune azioni atte all'integrazione delle FRNP nel mercato elettrico: solo **tramite il completamento delle disposizioni ivi riportate si ritiene sia possibile raggiungere a pieno il principio del cost reflective** perseguito da codesta Autorità.

Tra l'altro, il recentissimo decreto legislativo di recepimento della direttiva europea sull'efficienza energetica (D.Lgs. 102/2014) prevede che l'Autorità provveda a consentire la partecipazione delle fonti rinnovabili, della cogenerazione ad alto rendimento e della domanda al mercato dell'energia e dei servizi, stabilendo i requisiti e le modalità di partecipazione delle singole unità di consumo e di produzione.

Del resto, **il principio del cost reflective viene inoltre riportato anche nelle nuove Linee Guida della Commissione Europea sulle energie rinnovabili**, pubblicate lo scorso aprile. Si ricorda infatti che nei mercati Europei in cui l'integrazione delle FRNP è più avanzata (UK, Germania e Spagna *in primis*) vige il reale principio del cost reflective; tuttavia vi sono regole di mercato e disposizioni sul dispacciamento completamente differenti rispetto a quelle attualmente vigenti nel nostro Paese. Si auspica che codesta Autorità, su tali tematiche tenga in considerazione quanto riportato nelle nuove Linee Guida della Commissione Europea anche alla luce della futura integrazione dei mercati elettrici europei.

E', inoltre, auspicabile che l'Autorità si adoperi al contempo con **un intervento più armonico ed equo sulle regole di mercato**. In particolare, sarebbe opportuno:

- introdurre la possibilità di **aumentare le sessioni del mercato infragiornaliero** e di **modificare i programmi degli impianti quanto più vicino possibile alla “gate closure” del mercato**, per avvicinare la fase di programmazione dell'immissione alla consegna fisica dell'energia così come in altri paesi ad elevata presenza di rinnovabili non programmabili (**si pensi a Spagna e Germania dove tra programmazione e consegna fisica ci sono solo 15 minuti**);

- riconoscere la possibilità di **aggregazione dei punti di immissione** (anche a livello nazionale e per differenti tecnologie) per il calcolo degli sbilanciamenti, come avviene peraltro in altri mercati europei dove gli sbilanciamenti sono già stati introdotti da tempo. Più in generale è necessario **rivedere la disciplina dell'aggregazione** così come definita nella Delibera 111/06 e s.m.i. per **abilitare l'introduzione in Italia dei cosiddetti Virtual Power Plant**, già operativi in altri paesi.

Infine è opportuno ricordare che assoRinnovabili ha da qualche tempo avviato una riflessione assieme a Terna sul ruolo che gli impianti FRNP possono giocare in ordine all'erogazione dei vari servizi di rete e al relativo livello di fattibilità tecnico-economica, consolidando un posizione comune che si intende porre a disposizione del regolatore per i futuri provvedimenti.

- **Capacity Market**

La situazione

Negli ultimi anni, l'AEEGSI, facendo seguito a indicazioni di normative primarie già in parte recepite nella regolazione, ha strutturato, di concerto con Terna e il Ministero dello Sviluppo Economico, il c.d. "mercato della capacità" in Italia. In particolare il Decreto Legislativo 379/2003 ha da un lato stabilito un meccanismo transitorio per la remunerazione della capacità produttiva e dall'altro ha richiesto l'istituzione di un meccanismo a regime basato su regole di mercato. La Delibera 48/2004 ha sancito l'entrata in vigore del meccanismo transitorio che accompagna al vero e proprio mercato della capacità dal 2017: in base a tale sistema sono stati spesi 150 milioni nel 2013 per remunerare impianti programmabili a fonte fossile, per la loro disponibilità in alcune ore critiche dell'anno. Parallelamente l'AEEGSI ha avviato un periodo di consultazione durato dal 2005 al 2010 e culminato nel 2011 con la pubblicazione della Delibera 98/2011, in cui sono state definite le condizioni in base alle quali Terna ha poi sviluppato la propria proposta di mercato della capacità, approvata definitivamente dalla stessa AEEGSI con Delibera 375/2013.

Dopo più di dieci anni però, il Governo ha stabilito nella L. 147/2013 che remunerare la capacità programmabile è necessario ma non sufficiente a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico, poiché la variabilità delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) richiede che ci sia a disposizione una capacità di produzione non solo programmabile, ma anche flessibile, cioè idonea ad aumentare e ridurre rapidamente le immissioni di energia a seconda delle condizioni operative del sistema elettrico, delegandone all'AEEGSI una prima declinazione da sottoporre ad approvazione del MiSE. A seguito di quanto stabilito, l'AEEGSI ha proposto, con la Delibera 320/2014/R/eel, un ulteriore ampliamento del mercato della capacità, così da riservarne un "segmento" alla sola capacità flessibile.

La posizione di assoRinnovabili

In primo luogo assoRinnovabili intende evidenziare quanto emerso da un recente studio condotto proprio sul tema dell'adeguatezza del sistema, utilizzando la metodologia impiegata da ENTSO-E per le

valutazioni periodiche della cosiddetta System Adequacy. Secondo tale analisi, guardando al 2017, data di entrata in vigore del meccanismo a regime del “capacity market”, anche considerando uno scenario in cui ci sia i) una forte ripresa della domanda (che probabilmente sarebbe comunque assorbita dalla maggiore efficienza energetica), ii) una considerevole dismissione di impianti di produzione termoelettrica (-10.000 MW) e iii) una limitata crescita delle fonti rinnovabili (+10.000 MW), il sistema manterrebbe una capacità rimanente notevolmente superiore al margine di adeguatezza. L’aggiornamento di questa valutazione, secondo le proiezioni di dismissione indicate da AEEGSI nel Rapporto allegato alla Delibera 427/2014/R/eel non modifica sostanzialmente tali conclusioni.

In sostanza l’entrata in vigore del meccanismo definitivo di remunerazione della capacità ai fini dell’adeguatezza del sistema potrebbe essere posticipata almeno oltre il 2020 e, comunque, in un futuro che vediamo molto lontano dal 2017.

Considerazioni analoghe valgono per le esigenze di flessibilità, come richiamato al punto 2.7 del Documento di Consultazione 234/2014/R/EEL: *“Nella propria analisi Terna ha asserito di non ravvisare l’esigenza di introdurre nell’immediato servizi di flessibilità aggiuntivi bensì ha delineato, da un lato, la crescita dei fabbisogni di riserva secondaria e terziaria pronta e di riserva di sostituzione (ossia dei servizi di flessibilità esistenti) prevista al 2022, producendone una stima preliminare, dall’altro, il grado di flessibilità che sarà verosimilmente richiesto agli impianti termoelettrici nel prossimo futuro”.*

Per quanto sopra e per i dati da noi esaminati, **anche la domanda di flessibilità del sistema non richiede di intervenire a breve sul meccanismo transitorio di remunerazione della capacità produttiva.** Per un’eventuale necessità futura si ritiene debbano **essere resi disponibili da parte di AEEGSI maggiori e più puntuali dettagli inerenti i fabbisogni di flessibilità** in termini di quantità e qualità, che, anche alla luce delle risorse di interrompibilità, ci appaiono sovradimensionati, oltre all’indispensabile corretto inserimento in un contesto di regole del mercato elettrico aggiornate.

L’attuale disciplina **ammette la partecipazione al capacity market “a qualsiasi tecnologia non già oggetto di incentivazione”** (punto 3.10 del Documento di Consultazione 234/2014/R/EEL). **Non ci è chiaro il perimetro di inclusione ed esclusione di tale affermazione. assoRinnovabili ritiene comunque che gli impianti a fonti rinnovabili dovrebbero avere la possibilità di partecipare a tale mercato.** La finalità, infatti, è quella in primis di garantire l’adeguatezza del sistema e la domanda di flessibilità.

Infine occorre ricordare che presto la tecnologia degli accumuli avrà costi competitivi permettendo, indipendentemente dalla tipologia di innovazione, sia alle fonti rinnovabili sia alle fonti fossili di fornire gli stessi servizi di rete in modo tecnicamente più efficace ed economicamente più efficiente

- **SEU, SAAE e reti private**

La situazione

Dopo oltre cinque anni di attesa l'AEEGSI ha finalmente approvato con la Delibera 578/2013/R/eel la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo, ivi inclusi i sistemi efficienti di utenza (SEU).

Con il recente articolo 24 del D.L. 91/2014 (convertito in L. 116/2014) il Legislatore ha però modificato la disciplina prevedendo l'applicabilità a RIU, SEU e SEESEU dei *"corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, limitatamente alle parti variabili (...) sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, in misura pari al 5 per cento dei corrispondenti importi unitari dovuti sull'energia prelevata dalla rete"*, demandando nel contempo all'Autorità l'adozione dei necessari provvedimenti per la piena implementazione della disciplina.

In via transitoria, per il 2015 (comma 6 dell'articolo 24), all'AEEGSI è concesso definire, per tali reti e sistemi *"per i quali non sia possibile misurare l'energia consumata e non prelevata dalla rete, un sistema di maggiorazioni delle parti fisse dei corrispettivi posti a copertura degli oneri generali di sistema, di effetto stimato equivalente"* rispetto alla disciplina a regime (il 5% sopra citato).

L'AEEGSI, pertanto, per il 2015, intende introdurre (Documento di Consultazione 519/2014/R/eel) le seguenti maggiorazioni:

- 30 - 40 euro/annui per impianti SEU-SEESEU che presentino punti di prelievo in bassa tensione;
- 1.000 euro/annui per impianti SEU-SEESEU che presentino punti di prelievo in media tensione nella titolarità di soggetti che non risultino inclusi nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

La posizione di assoRinnovabili

assoRinnovabili ritiene molto chiaro quanto prescritto dal Decreto Legislativo 115/08 e s.m.i che, all'articolo 2, comma 1, lettera t), definisce un SEU come un *"sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all'interno dell'area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente"*. **L'Autorità sembrerebbe invece escludere dai benefici tariffari riconosciuti ai SEU alcune utenze quali i centri commerciali/produttivi/industriali anche se caratterizzati dalla presenza di un "solo cliente finale" ovvero di un'unica bolletta energetica** e quindi in linea con i requisiti previsti dal Decreto Legislativo 115/2008. Tale interpretazione appare in contrasto con i principi della normativa primaria e con lo spirito di favorire un ulteriore sviluppo della generazione distribuita e dell'autoproduzione di energia elettrica.

Inoltre **l'associazione auspica che venga ulteriormente ampliata la definizione di SEU-SEESEU ed in particolare è necessario prevedere la possibilità per il produttore di vendere l'energia elettrica**

prodotta a più utenti finali (ora è previsto un solo cliente) ovvero estendendo l'attuale definizione di "unità di consumo" contenuta nella Deliberazione 578/2013/R/eel anche ad utenze quali i condomini. A tal riguardo, si ricorda che a livello comunitario, oltre alle direttive in materia di promozione delle fonti rinnovabili, si esprime particolare favore per l'auto-produzione e l'auto-consumo chiedendo agli Stati membri di favorire e garantire lo sviluppo di sistemi che prevedano la vicinanza dell'impianto produttivo rispetto all'utente finale (per conseguire gli obiettivi e la finalità di efficienza energetica di cui alla Direttiva 2012/12/CE). Pertanto, **escludere dai benefici previsti per i SEU soluzioni impiantistiche che approvvigionano più utenze sarebbe in contrasto con gli orientamenti della Comunità Europea** e si tradurrebbe in una penalizzazione di sistemi virtuosi che le normative comunitarie invitano gli Stati membri a promuovere a favore della generazione distribuita.

Per quanto riguarda il **Documento di Consultazione 519/2014/R/eel**, l'Associazione sottolinea come **non venga riportata alcuna istruttoria in merito all'effetto equivalente che la misura transitoria produrrebbe**; istruttoria i cui esiti assoRinnovabili chiede vengano resi noti. Pertanto, sebbene l'Associazione ritenga che l'individuazione delle maggiorazioni in **via forfettaria costituisca positivo elemento di semplificazione**, utile alla gestione in via transitoria del nuovo sistema di imposizione degli oneri, la stessa ritiene che **tale effetto equivalente possa ragionevolmente essere raggiunto anche mediante una riduzione dei valori sopra indicati**.

Infine, come osservazione di carattere generale, la situazione evidenziata nel suddetto Documento di Consultazione in merito alla mancanza di misure necessarie a determinare l'energia consumata dovrebbe indurre il regolatore a promuovere le iniziative utili a colmare queste lacune, che appaiono non più ammissibili, in un contesto, come quello italiano, in cui sono in corso iniziative in ambito Smart Grid e si stanno definendo i relativi interventi sulla rete di distribuzione.

- **Sistemi di accumulo**

La situazione

L'art. 17 del D.lgs. n. 28/2011 ha previsto che Terna possa sviluppare, tra i suoi interventi, sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare e valorizzare al meglio il crescente apporto alla generazione elettrica da parte delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP).

In relazione agli investimenti in sistemi di accumulo previsti dal Piano di difesa 2012-2015 approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico, con la Delibera n.43/2013/R/eel l'AEEGSI ha ammesso al trattamento incentivante due progetti pilota, che prevedono l'installazione di sistemi di accumulo con caratteristiche *power intensive* in Sicilia (Caltanissetta) e Sardegna (Codrongianos) di taglia massima pari a 8 MW ciascuno. Sulla base delle problematiche rilevate nei sistemi elettrici delle Isole maggiori, Terna ha proposto di sviluppare complessivamente 40 MW di sistemi di accumulo caratterizzati da prestazioni ultrarapide in Sardegna e Sicilia. In queste isole si sono infatti riscontrate criticità rilevanti dovute ad una

serie di fattori legati alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, che comportano problematiche di esercizio in sicurezza. Parallelamente l'AEEGSI ha approvato con Delibera 66/2013/R/eel ulteriori progetti pilota di tipo *energy intensive* localizzati nella zona tra Foggia e Benevento, con l'obiettivo principale di contribuire a ridurre la mancata produzione eolica e di fornire altri servizi di rete. Allo stesso modo sono in corso da parte dei gestori delle reti di distribuzione (Enel Distribuzione in particolare) alcune iniziative sperimentali relative all'impiego dei sistemi di accumulo elettrochimico sulle reti di media e bassa tensione. La situazione normativo regolatoria relativa all'impiego di questi dispositivi in impianti privati non è ancora completamente definita: i primi schemi di connessione e di misura per sistemi di accumulo collegati alle reti di distribuzione in media e bassa tensione sono stati introdotti nel dicembre 2013 con le varianti delle norme CEI 0-16 e 0-21, mentre a settembre dello stesso anno un comunicato stampa del GSE informava dell'incompatibilità dell'installazione di queste apparecchiature su impianti esistenti incentivati con il mantenimento degli stessi incentivi. A seguito della pubblicazione delle sopracitate norme l'AEEGSI attraverso il Documento di Consultazione 613/2013/R/eel del dicembre 2013 ha inteso proporre le prime disposizioni in termini di accesso alle reti pubbliche, misura e aspetti tariffari relative ai sistemi di accumulo. Tale Documento di Consultazione non ha ancora avuto seguito, mentre i lavori in ambito CEI sono proseguiti e sono attualmente in inchiesta pubblica (fino al 22 novembre) gli aggiornamenti delle due norme di connessione sopra citate che contengono i requisiti sui servizi di rete che i sistemi di accumulo devono fornire e le prove per accertarne la disponibilità (queste ultime solo per la norma CEI 0-16).

La posizione di assoRinnovabili

assoRinnovabili condivide l'approccio sperimentale avviato dai gestori delle reti di trasmissione e distribuzione, volto a comprendere l'efficacia dell'utilizzo dei sistemi di accumulo elettrochimico quale alternativa al potenziamento di rete o per la fornitura di servizi di rete. Contestualmente, occorrerà valutare attentamente a chi delegarne la gestione, poiché i volumi di energia accumulata potrebbero avere un impatto tutt'altro che neutro sul mercato elettrico. In tal caso, **sarebbe auspicabile coinvolgere, tramite gare ad evidenza pubblica, gli operatori di mercato** (grossisti, trader, produttori stessi) **nella gestione dei sistemi di accumulo.** È inoltre **auspicabile lo sviluppo dei sistemi di accumulo sulle reti di distribuzione**, interessate dalla presenza della generazione distribuita. In questo senso assoRinnovabili chiede che AEEGSI dia seguito a quanto stabilito dalla Delibera 288/2012/R/eel, avviando il procedimento di consultazione circa la definizione di progetti pilota sulla rete di distribuzione.

Ancora, assoRinnovabili auspica l'emanazione dei primi provvedimenti cogenti per la riforma del mercato del dispacciamento elettrico in coerenza col Documento di Consultazione 354/2013/R/eel (iniziale abilitazione anche delle FER con $P > 10$ MW a fornire servizi di rete evoluti, e successiva abilitazione di impianti FER di potenza sotto i 10 MW ad erogare i medesimi servizi, anche in assetto combinato con SdA elettrochimici).

In aggiunta, assoRinnovabili sollecita **un pronunciamento definitivo positivo del MiSE sull'auspicabile e naturale compatibilità ed ammissibilità dei Sistemi d'Accumulo elettrochimici con le**

configurazioni impiantistiche in assetto SEU e SESEU da FER, in risposta ai dubbi sollevati in merito dall'AEEGSI con la segnalazione a Parlamento e Governo del 17/07/2014 (Segnalazione AEEGSI n. 348/2014 «Segnalazione al Governo e al Parlamento in merito ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo e alle Reti Private»).

Infine assoRinnovabili chiede che **AEEGSI completi rapidamente la definizione del quadro regolatorio per l'inserimento di sistemi di accumulo presso gli impianti privati**, in modo che gli utenti possano dotarsi di questi dispositivi nel caso le future regole di mercato e condizioni di rete lo rendano economicamente vantaggioso.

- ***Biometano***

La situazione

Il Decreto Mise 5 dicembre 2013 ha stabilito le modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale ed ha elencato i provvedimenti tecnici necessari per passare alla pratica applicazione del decreto ed implementare la filiera del biometano.

Il DL 91/2014, detto anche "Competitività" e convertito in legge 116/2014, ha sollecitato l'AEEGSI ad emanare entro e non oltre il 31 ottobre 2014 specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale. In seguito, con il Documento di Consultazione 498/2014/R/gas l'Autorità ha esposto i propri orientamenti in materia.

La posizione di assoRinnovabili

L'Associazione ritiene che **l'utilizzo del biometano, oltre agli indubbi risvolti ambientali, economici e di riduzione della dipendenza energetica dall'estero, costituisca un'importante opportunità** - non certo fuori portata per il nostro Paese che ha maturato un'esperienza di prim'ordine nella produzione di biogas - per lo sviluppo di un'industria nazionale.

Tuttavia, il perdurante **ritardo** nella definizione dei provvedimenti necessari per la regolazione del settore, *ostacola lo sviluppo della filiera nazionale*, a vantaggio dell'importazione di prodotti e tecnologie dall'estero, impedendo ancora una volta al nostro paese di sviluppare know how e competitività e di garantire importanti ricadute economiche e sociali sul territorio.

Nel ribadire la necessità di una definizione immediata delle direttive attese, assoRinnovabili desidera suggerire che tali direttive prevedano:

- La **priorità di connessione** alla rete per i produttori di biometano;
- La ridefinizione dei parametri di accettabilità stabiliti nel codice di rete (riduzione dei livelli minimi e massimi dell'indice di Wobbe per i produttori di biometano);

- La **garanzia** per il produttore di biometano, da parte del gestore di rete, di una **disponibilità media annua di rete di 8.400 ore a pieno carico**;
- **L'imposizione delle opere di connessione a carico del soggetto gestore della rete con la definizione di un tetto massimo di spesa per il richiedente la connessione** (soluzione alla tedesca) ed i potenziamenti della rete a carico del gestore di rete.