



## ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

*Spett.le* **Autorità per l'energia elettrica e il gas**  
**Direzione Mercati**  
Piazza Cavour 5  
20121 Milano

Milano, 2 Dicembre 2013

**Osservazioni al Documento per la Consultazione DCO 354/13 "Pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili"**

La sempre crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili è come noto oggetto di ampi dibattiti, sia a livello nazionale sia a livello europeo. A tal riguardo la commissione UE ha recentemente segnalato in una sua comunicazione sul funzionamento del mercato interno come una piena integrazione delle suddette fonti nei mercati dell'energia e nei mercati di dispacciamento sia di fondamentale importanza per consentire a tutti gli operatori di mercato (da fonti fossili e da fonti rinnovabili) di competere fra di loro sullo stesso piano. L'integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato è, pertanto, ineludibile al fine di rispettare i desiderata della Commissione: si tratta, tuttavia, di un processo non facile per il quale riteniamo opportuno coinvolgere tutti gli operatori del settore.

L'introduzione di corrispettivi di sbilanciamento a titolo oneroso per le fonti non programmabili (delibere 281/12/R/efr e 462/13/R/efr) ha invero rappresentato un primo passo, allineando l'Italia alla disciplina già in vigore in altri paesi europei: in questo modo tutti gli operatori sono direttamente responsabili (almeno in parte) dei costi di bilanciamento indotti dai loro errori di previsione e dai loro comportamenti.

Rimane, tuttavia, ancora aperto il nodo della fornitura dei servizi ancillari da parte degli impianti non programmabili, nonché della loro partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento, attualmente riservato alle sole unità rilevanti programmabili e caratterizzate da certe performance di natura tecnica (gradienti, capacità di modulazione, etc). Ad oggi le fonti non programmabili svolgono solamente alcuni servizi di regolazione di potenza in sovralfrequenza oppure sono chiamate a ridurre la propria produzione per esigenze di sicurezza della rete: si tratta, tuttavia, di situazioni di emergenza nelle quali l'intervento da parte delle fonti non programmabili è improcrastinabile per garantire l'integrità del sistema elettrico. Inoltre la remunerazione non avviene a mercato, ma o è assente (come per la regolazione di potenza) o obbedisce a criteri amministrati (mancata produzione eolica come da delibera ARG/elt 5/10).

Per una piena integrazione delle fonti rinnovabili sul mercato dei servizi, a nostro avviso, non si può prescindere da un'accurata analisi costi e benefici che confronti i vantaggi dati



## **ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER**

dall'integrazione con i costi a essa associati, sia di natura amministrativa (legati all'estensione delle attuali piattaforme di mercato e all'eventuale sviluppo di nuove) sia di natura tecnica (legati agli adeguamenti che i produttori da fonte rinnovabile dovranno effettuare per poter offrire i nuovi servizi). In aggiunta, occorre altresì valutare gli impatti che una tale integrazione potrebbe avere in prospettiva sul sistema elettrico nel suo complesso: l'aumento della concorrenza su MSD legato alla presenza come competitor anche degli impianti a fonte rinnovabile, infatti, potrebbe ridurre la marginalità per gli impianti termoelettrici, molti dei quali oggi trovano su MSD l'unica fonte di redditività; diversi impianti potrebbero, pertanto, optare per la messa in conservazione, il che nel medio e lungo termine potrebbe porre problemi di adeguatezza e concorrenzialità del sistema.

Il presente Documento di Consultazione si inserisce in modo ottimale in questo contesto, presentando da un lato la gamma dei servizi potenzialmente erogabili dalle fonti non programmabili e suggerendo dall'altra differenti livelli di integrazione di tali fonti nel mercato del dispacciamento. Si tratta comunque di un primo contributo, particolarmente interessante, ma di natura largamente teorica: per questo motivo, nella presente risposta, intendiamo limitarci a considerazioni di carattere generale, con particolare attenzione all'impatto dell'integrazione sull'attuale contesto di mercato, auspicando la pubblicazione di successivi documenti di consultazione sul tema che possano fornire maggiori dettagli sulle regole del nuovo ipotizzato assetto di mercato.

### **Servizi delle fonti rinnovabili**

#### *Servizi a mercato*

Il Documento di Consultazione evidenzia come le fonti rinnovabili non programmabili possano erogare, previ opportuni accorgimenti tecnici, diversi servizi ancillari a oggi richiesti dal sistema elettrico nazionale su MSD (congestioni, bilanciamento e riserva terziaria). Ciò è corretto dal punto di vista teorico, tuttavia quanto suggerito non è di immediata applicazione pratica. Le fonti rinnovabili possono con investimenti contenuti essere integrate nei servizi a mercato ed essere chiamate a scendere per risolvere congestioni e/o erogare servizi di riserva terziaria o di bilanciamento; se necessario, il loro distacco può essere asservito senza grandi difficoltà a dispositivi di telestacco. Destano, invece, diverse perplessità le proposte in materia di regolazione a salire.

In generale, regolare a salire vuol dire mantenere un certo margine rispetto alla potenza massima erogabile: ciò vorrebbe dire sacrificare un certo quantitativo di fonte primaria che, ancorché disponibile, non verrebbe convertita in energia elettrica per lasciare spazio al margine di regolazione. Gli impianti incentivati difficilmente agirebbero in tal senso: l'incentivo è erogato sulla effettiva produzione, quindi trattenere un margine si tradurrebbe in una perdita per l'operatore, perdita che non necessariamente sarebbe coperta dagli introiti legati



## **ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER**

al servizio di regolazione (la cui attivazione da parte del gestore di rete non sarebbe certa). Considerazioni simili valgono anche per gli impianti non incentivati: i potenziali ricavi legati all'offerta di regolazione a salire su MSD difficilmente compenserebbero la perdita dei ricavi legati alla vendita sui mercati dell'energia (dove, si ricorda, le fonti rinnovabili hanno ancor oggi priorità di dispacciamento a parità di prezzo).

In alternativa al trattenimento delle risorse, un ridotto margine a salire potrebbe essere offerto senza sacrificare energia primaria accoppiando un sistema di accumulo all'impianto: in alcune ore (tendenzialmente quelle a prezzo più basso) il sistema di accumulo si ricaricherebbe assorbendo parte della produzione dell'impianto (che non sarebbe immessa in rete) per poi utilizzarla per fornire servizi di regolazione a salire (tendenzialmente nelle ore a prezzi più elevati). I volumi a disposizione sarebbero tuttavia ridotti, in quanto legati alla capacità degli accumuli. Inoltre ad oggi queste tecnologie appaiono essere piuttosto costose e, pertanto, adatte ad un mercato di nicchia e non a un utilizzo su larga scala.

### *Servizi di natura tecnica*

La consultazione ipotizza che gli impianti a fonte rinnovabile possano essere obbligati a fornire servizi legati alla regolazione primaria e al funzionamento in isola.

Si tratta di servizi non erogabili dalla maggior parte degli impianti odierni, che richiederebbero un apposito retrofit basato sull'installazione di dispositivi in grado di garantire l'inerzia sintetica e/o di supportare frequenza e tensione per l'area di carico cui sono interconnessi.

In linea generale riteniamo che l'erogazione di questi servizi debba essere primariamente disciplinata a livello di norme tecniche del CEI (norme 0-16 e 0-21), normalmente predisposte a seguito di un proficuo confronto fra distributori, utilizzatori e produttori. Solamente a valle dell'emanazione delle norme, si dovrebbe valutare l'obbligo in capo ai diversi impianti. A tal proposito, a nostro avviso, l'obbligo dovrebbe riguardare all'inizio solamente gli impianti nuovi entrati in servizio dopo la pubblicazione della norma stessa, mentre l'estensione con retrofit agli impianti esistenti dovrebbe essere sottoposta a un'analisi costi e benefici che confronti i vantaggi attesi per il sistema da questo tipo di intervento con gli oneri legati allo stesso. In particolare su tale aspetto al momento esprimiamo una generale contrarietà: a una prima analisi, infatti, il retrofit sembrerebbe richiedere ingenti esborsi a carico dei produttori a fronte di benefici irrisori o di modica entità.

Infine, per quanto riguarderebbe la partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico (altro aspetto sottolineato in consultazione), riteniamo che essa sia praticabile solamente dagli impianti idroelettrici che già oggi sono in grado di avviarsi in assenza di tensione di rete. Per le altre tecnologie fornire questo servizio richiederebbe significative modifiche all'assetto dell'impianto (quali l'installazione di sistemi di accumulo per energizzare l'impianto e consentirne l'attivazione) che potrebbero rivelarsi anche piuttosto onerose a fronte di un utilizzo particolarmente limitato.



## ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

### **L'integrazione degli impianti rinnovabili sul mercato**

La partecipazione al MSD è oggi limitata ai soli impianti programmabili (termoelettrici e idroelettrici). L'unico servizio ancillare ora fornito dagli impianti non programmabili è il distacco in condizioni di emergenza, disciplinato dalla Delibera ARG/elt 5/10 per gli impianti eolici e dall'Allegato A72 del Codice di Rete per gli impianti connessi alle reti di distribuzione.

La consultazione suggerisce di abilitare al MSD (con opportune regole tecniche) anche gli impianti non programmabili che dovrebbero fornire servizi in concorrenza con le altre unità abilitate.

Siamo consci che questo processo è ineludibile, in quanto dettato dalla Commissione UE, ma, come accennato nella premessa alla presente risposta, riteniamo opportuno procedere con cautela, tenendo in debita considerazione non solo i vantaggi legati all'aumento della concorrenza sul mercato dei servizi, ma anche l'impatto che detta concorrenza potrebbe avere sulla marginalità del comparto termoelettrico e, in prospettiva, sull'adeguatezza del sistema nel medio e lungo termine.

A tal proposito si suggerisce di attuare un processo in più fasi:

#### *Primo step - nuovi prodotti sul MSD*

Il primo step consisterebbe in una revisione dell'attuale struttura di MSD, finalizzata all'individuazione di specifici prodotti che consentano di valorizzare appieno i servizi resi dalle varie tecnologie. Di fondamentale importanza, in particolare, è l'introduzione di prodotti di flessibilità, in linea con quanto auspicato dall'Autorità stessa con il precedente DCO 508/12, caratteristica sempre più rilevante nel sistema elettrico per compensare la volatilità della produzione non programmabile (sempre più alta data la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili). Ciò consentirebbe di creare una nicchia di mercato dedicata al comparto tradizionale (gli impianti programmabili sarebbero gli unici in grado di fornire flessibilità) che potrebbe trovare un'adeguata remunerazione e compensare il calo della marginalità per gli altri servizi MSD legato all'aumentare della concorrenza.

#### *Secondo step – integrazione degli impianti su RTN*

Successivamente all'introduzione di prodotti di flessibilità, si potrebbe valutare l'abilitazione a MSD di tutti gli impianti connessi alla RTN, iniziando dapprima da quelli rilevanti per poi estendere il servizio anche agli impianti non rilevanti programmabili e non programmabili.

Il mercato allargato che ne deriverebbe rappresenterebbe, a nostro avviso, la sede più opportuna per mettere a confronto i costi di fornitura dei servizi resi dagli impianti idroelettrici e termoelettrici tradizionali e dagli impianti a fonte rinnovabile. In questa fase dovrebbero esser altresì integrati nel mercato anche i sistemi di accumulo disponibili su RTN, i cui cicli di



## **ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER**

carica e scarica dovrebbero essere oggetto di adeguata programmazione da parte dell'operatore ed essere remunerati secondo i prezzi offerti su MSD: in altre parole le batterie (e più in generale tutti gli accumuli) non dovrebbero affatto rientrare nella RAB del gestore di rete, ma essere invece più correttamente remunerate dal mercato, dove entrerebbero in concorrenza con i servizi resi dagli altri impianti. Inoltre la realizzazione degli accumuli non dovrebbe affatto esser riservata solo ai gestori di rete, ma esser consentita anche a tutti gli operatori di mercato (produttori, retailer, etc) per favorire una maggiore concorrenza.

L'estensione del perimetro del MSD aumenterebbe tuttavia i costi a carico del TSO (per i maggiori aggravii amministrativi legati all'aumento degli impianti ammessi al MSD): a tale scopo potrebbe essere opportuno, in una prima fase, limitare l'abilitazione agli impianti di potenza superiore ad una certa soglia, il cui valore dovrebbe essere fissato andando a confrontare i maggiori costi di gestione del mercato con i benefici che potrebbero essere apportati alla concorrenza.

Inoltre, in generale, siamo consci che l'estensione alle fonti rinnovabili dei servizi sul MSD potrebbe portare all'introduzione di prezzi negativi che, inevitabilmente, avrebbero ripercussioni sui corrispettivi di sbilanciamento. Per noi, al fine di contenere l'impatto sugli impianti termoelettrici, è di fondamentale importanza che i prezzi negativi su MSD, qualora introdotti, non siano tenuti in considerazioni ai fini della determinazione dei prezzi di sbilanciamento; in alternativa tali prezzi dovrebbero essere filtrati attraverso l'applicazione di un modello nodale, da attuarsi, comunque, non prima di avere avuto a disposizione una congrua serie di dati storici.

### *Terzo step - impianti connessi alle reti di media tensione*

La consultazione propone al riguardo tre differenti modelli, ognuno dei quali presenta vantaggi e svantaggi.

Il modello 1, con l'integrazione completa sul MSD di Terna fornisce invero un'unica piattaforma in cui tutti gli impianti rinnovabili e non (e in prospettiva anche il carico) possono competere per la fornitura dei servizi. Le chiamate degli impianti connessi in media sarebbero tuttavia soggette alla conferma da parte del distributore, che dovrebbe verificare la compatibilità di tale chiamata con la sicurezza della rete locale: ciò lascerebbe un notevole potere discrezionale in capo alle imprese distributrici, che potrebbero decidere quali impianti favorire e quali impianti bloccare. Inoltre non ci sarebbe un mercato apposito per i servizi locali, che avverrebbero per chiamata diretta: anche questo sarebbe potenziale fonte di discrezionalità.

Il modello 3 (profilo di scambio prevedibile) ha il vantaggio di essere semplice e di richiedere un ridotto coordinamento fra Terna e distributori, legato alla sola definizione del profilo di scambio orario. Per non impattare sulle manovre di ripartizione dei carichi fra le varie cabine primarie, il profilo di scambio dovrebbe essere calcolato per ciascuna area di riferimento (aggregato di cabine primarie relativo ad un solo distributore): il totale dell'energia scambiata



## **ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER**

fra DSO e TSO può, infatti, essere stimato con facilità, mentre la sua ripartizione fra le cabine primarie dipende dall'assetto della rete di distribuzione e dalle esigenze di natura operativa che possono manifestarsi nel tempo reale. Con questo modello viene meno il potere discrezionale dei distributori, che si approvvigionerebbero delle risorse necessarie al mantenimento del profilo di scambio tramite un apposito mercato (MSD-D, MSD di distribuzione). Manca, tuttavia, una piattaforma unica che consenta di confrontare fra loro le offerte dei diversi impianti (indipendentemente dal punto di connessione) e le offerte presentate dal carico. In altre parole il profilo predefinito separa trasmissione da distribuzione: le due reti saranno poi ottimizzate in modo separato, ognuna facendo uso delle risorse ad essa connesse. Ciò impedirebbe pertanto a Terna di poter richiedere servizi di sistema agli impianti connessi in media tensione, riducendo il livello di concorrenza. Inoltre il profilo di scambio prevedibile rende neutra la rete di trasmissione a eventuali fluttuazioni del carico e della produzione rinnovabile occorse sulla rete di distribuzione: tutte queste variazioni dovranno, infatti, essere gestite direttamente dal DSO su MSD-D, al fine di rispettare il profilo di scambio. Se un DSO opera in modo egregio e riesce a rispettare il proprio profilo, Terna non vede alcuna perturbazione e non deve attivare risorse su MSD. Ciò in generale ridurrà i volumi relativi ai servizi di sistema approvvigionati da Terna, a fronte di un incremento dei servizi resi dagli impianti in media tensione: i costi complessivi per il sistema potrebbero perciò financo aumentare, in quanto non è affatto detto che l'attivazione di risorse su MSD-D sia più economica rispetto all'attivazione sul MSD nazionale. In particolare, un servizio di bilanciamento sulla rete di distribuzione sarebbe necessariamente coperto dalla generazione locale (rinnovabile), senza alcuna positiva possibilità di confronto economico con analoghi servizi resi dagli impianti connessi alla RTN.

Il modello 2 (MSD nazionale e MSD-D che si scambiano fra loro prodotti) è il meccanismo di gran lunga più complesso fra quelli proposti. I DSO dovrebbero gestire un apposito mercato e, nel contempo, preoccuparsi di convertire i prodotti relativi ai servizi di sistema offerti dagli impianti in media tensione in prodotti equivalenti da rendere disponibili a Terna sul MSD nazionale. Si tratta di un processo di non facile applicazione, vagamente simile al modello TSO-TSO proposto per il cross border balancing, che potrebbe creare aggravii amministrativi in sede di settlement. Questo modello, tuttavia, è l'unico che consente positivamente di mettere in concorrenza i vari impianti sia in termini di servizi locali sia in termini di servizi di sistema (con i DSO che si occuperebbero di trasferire su MSD nazionale le offerte di sistema presentate dagli impianti connessi alle loro reti).

La scelta di uno dei tre modelli di gestione del dispacciamento per le reti di distribuzione non è immediata in quanto, come sopra evidenziato, ogni soluzione ha i suoi pro e i suoi contro.

In una prima fase vedremmo con favore l'integrazione degli impianti MT sul MSD nazionale. Questa prima fase sarebbe di fatto basata sul modello 1, avrebbe carattere sperimentale e consentirebbe di verificare la fattibilità delle chiamate di Terna con i vincoli posti dalle reti di distribuzione e il livello di discrezionalità assunto dal DSO nel condurre queste verifiche.



## **ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER**

Nel frattempo potrebbero esser adeguatamente sviluppati MSD-D armonizzati su tutto il territorio nazionale, per evitare che ciascun DSO rediga le proprie regole (il che renderebbe difficile la partecipazione degli utenti): in particolare, per evitare eccessive moltiplicazioni di mercati, vediamo in linea di principio con favore un MSD-D per ciascuna area di riferimento senza l'attivazione di tali mercati per i distributori sottesi (le loro reti verrebbero ottimizzate direttamente nel MSD-D gestito dal distributore di riferimento). I MSD-D avrebbero inizialmente solamente valenza locale (risolvendo vincoli di congestione e/o problematiche di tensione) e sarebbero gradualmente integrati con i servizi di sistema secondo la logica del modello 2 che consentirebbe di mantenere la concorrenza fra impianti RTN e impianti sulla rete di distribuzione già testata nella prima fase. Questa seconda fase, tuttavia, rappresenta una prospettiva di medio termine: si potrebbe eventualmente pensare di sviluppare MSD-D pilota in alcune aree per valutarne le effettive performance e valutare se sia o meno utile estendere tale modello a tutte le aree di riferimento oppure se sia più opportuno lasciare l'integrazione sul solo MSD nazionale.

Il modello 3 dovrebbe, invece, esser accantonato in quanto non consentirebbe una piena concorrenza fra gli impianti, separando in modo netto trasmissione e distribuzione.

### *Quarto step - impianti connessi alle reti di bassa tensione*

L'estensione al mercato degli impianti in BT dovrebbe essere oggetto solamente di una quarta fase, da prendere in considerazione solamente qualora per gli impianti MT si sia proceduto allo sviluppo di MSD-D capaci di fornire risultati trasparenti e non discrezionali. Non appare infatti opportuno integrare gli impianti BT sul MSD nazionale, in quanto i costi di monitoraggio e gestione in capo a Terna sembrerebbero eccessivi dato l'elevato numero di tali impianti: anche prevedendone la partecipazione al mercato in forma aggregata, infatti, Terna dovrebbe misurare il loro contributo puntuale sui servizi con costi potenzialmente rilevanti.

### **Ulteriori osservazioni**

#### *Centri di bilanciamento*

L'attuale disciplina prevede la regolazione degli sbilanciamenti separatamente per immissioni e prelievi; inoltre non è permesso aggregare fra di loro fonti tradizionali e fonti non programmabili. Vediamo in tal senso con favore una revisione della disciplina, che consenta all'operatore di creare centri di bilanciamento ove aggregare in modo autonomo fonti tradizionali, fonti rinnovabili e, potenzialmente, anche il carico: l'operatore si impegnerebbe a rispettare un profilo complessivo di immissione o prelievo e si gestirebbe in modo autonomo le fluttuazioni della produzione rinnovabile e del carico. Si tratta, in altre parole, di un sistema di self balancing, già attuato con successo in paesi come la Gran Bretagna e la Francia. L'operatore presenterebbe sul mercato del dispacciamento solamente delle offerte di



## ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

modifica a salire e scendere del proprio profilo, senza indicare alcun impianto specifico; sarebbe poi suo compito individuare con quali modalità erogare i servizi che gli sono stati eventualmente richiesti. In particolare in Italia il meccanismo potrebbe trovare facile applicazione all'interno dei MSD-D (dove la rete di distribuzione sarebbe un ottimo perimetro per il centro di bilanciamento): l'operatore di mercato aggregerebbe clienti e produzioni relative a ciascun MSD-D, procedendo alle relative compensazioni in tempo reale e regolando gli sbilanciamenti solamente sul portafoglio complessivo. Lato MSD nazionale i centri di bilanciamento potrebbero essere relativi ad una sola zona di mercato. Date le dimensioni di alcune zone non è tuttavia da escludersi la presenza di potenziali congestioni legate all'azione di self balancing condotta dagli operatori: in tali casi Terna dovrebbe avere la facoltà di agire direttamente sugli impianti abilitati contenuti in ciascun centro di bilanciamento inviando opportuni comandi di dispacciamento; tali comandi modificherebbero il profilo complessivo del centro e sarebbero remunerati su MSD.

### *Unbundling*

Da ultimo, segnaliamo che l'evoluzione verso i modelli proposti dal Politecnico in cui i distributori svolgono attività di dispacciamento rende necessaria la rivisitazione della normativa primaria in temi di affidamento del servizio e di separazione (*unbundling*) dei soggetti preposti al suo svolgimento. Il dispacciamento, locale come nazionale, deve essere assoggettato a separazione proprietaria rispetto a chi opera in tutti gli altri segmenti della filiera. Riteniamo inoltre fondamentale che venga escluso dal perimetro dell'attività di distribuzione la gestione di qualsiasi servizio di dispacciamento e in particolare di quelle attivabili dai nuovi *smart meters*. Già oggi la non chiara definizione dei confini entro i quali opera il distributore ostacola lo sviluppo dei mercati relativi ai servizi post-contatore.

Considerazioni analoghe valgono sicuramente a nostro avviso anche per quanto riguarda lo sviluppo dei sistemi di accumulo tramite batterie: essendo tali impianti in grado di erogare servizi di flessibilità al pari dei generatori tradizionali, la loro realizzazione e gestione deve essere lasciata alla libera iniziativa economica dei privati e non monopolizzata dai TSO/DSO. Ciò eviterebbe tra l'altro, attraverso la corretta opera di selezione concorrenziale operata dal mercato, un eccesso di investimenti su tecnologie costose e che non farebbero che aumentare i già numerosi e ingenti oneri a carico degli utenti.

Restando comunque come sempre a disposizione per eventuali ulteriori chiarimenti ed approfondimenti in tema, rinnoviamo tutti i nostri migliori saluti.

Paolo Ghislandi