

Audizioni periodiche dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Terna S.p.A

Signor Presidente,

desidero in primo luogo ringraziare l’Autorità per questa Audizione che rappresenta un importante momento di confronto tra Regolatore e imprese del settore, oggi ancora più essenziale in virtù dei cambiamenti che stanno interessando il sistema elettrico nazionale.

Il principale *driver* di cambiamento è rappresentato dagli obiettivi nazionali e sovranazionali di decarbonizzazione, espressi sia in termini di riduzione delle emissioni di gas serra – che richiederà, fra l’altro, la transizione di quote significative del consumo energetico verso il vettore elettrico – sia di aumento della quota della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, fissata al 55% per l’anno 2030.

Si tratta di obiettivi ambiziosi, ma al tempo stesso raggiungibili e necessari, che se opportunamente supportati da tutti gli attori istituzionali e privati, creeranno valore, fungeranno da stimolo all’innovazione e allo sviluppo tecnologico e supporteranno una crescita economica pienamente sostenibile.

Il raggiungimento di un sistema carbon-free comporta necessariamente nuove sfide nella gestione del sistema elettrico in termini di adeguatezza e sicurezza. In particolare, l’aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e il *phase out* di una parte della capacità termoelettrica (impianti a carbone ed impianti obsoleti e poco efficienti) comporteranno un ulteriore deterioramento delle condizioni di adeguatezza e di sicurezza nonché di stabilità dinamica del sistema, già oggi esposto a situazioni di stress in condizioni climatiche estreme (caldo o freddo estremi, scarsa idraulicità) e/o di eventuale indisponibilità del parco nucleare dei Paesi da cui importiamo energia.

In particolare, i principali impatti che abbiamo e avremo sempre di più sul sistema, sono: la riduzione dei margini di riserva, l’aumento delle congestioni sulla rete elettrica (a causa della

distribuzione disomogenea delle fonti rinnovabili sul territorio), l'aumento della ripidità delle rampe di carico a causa della variabilità della produzione non programmabile, la riduzione dell'inerzia del sistema, la maggiore esigenza di risorse in grado di fornire servizi di regolazione (frequenza e tensione) in tempi rapidi e di potenza di corto circuito, ed in termini generali una maggiore esigenza di movimentare risorse sul MSD.

Proiettando le criticità di cui si ha già oggi evidenza in un futuro prossimo nel quale la penetrazione di produzione da fonti rinnovabili non programmabili coprirà la totalità del fabbisogno nelle ore centrali della giornata, con l'esigenza, tra l'altro, di gestire fenomeni di *overgeneration* (in cui la produzione rinnovabile eccederà il consumo), appare chiaro come siamo di fronte ad una sfida epocale.

Altro rilevante elemento di contesto è l'intensificarsi, per violenza e frequenza, dei fenomeni meteorologici estremi, anche in zone che storicamente non ne erano interessate; si tratta di fenomeni, legati al cambiamento climatico, che superano i limiti di progetto delle infrastrutture mettendo a rischio la continuità del servizio elettrico. Gli operatori di rete devono assumere le adeguate contromisure, sia in fase preventiva e progettuale, sia nell'esercizio della rete per migliorare la resilienza del sistema a tali fenomeni, aumentando la magliatura e la robustezza delle reti, e incrementando la capacità delle proprie strutture operative di gestire le emergenze al fine ripristinare tempestivamente il servizio.

Terna, in considerazione del suo ruolo e della responsabilità di presidiare la sicurezza del sistema, è fortemente impegnata nell'affrontare le sfide poste dalla transizione energetica in corso, per consentire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione ed assicurare una piena integrazione delle fonti rinnovabili. In questa sede, come in altre sedi istituzionali quali la consultazione in corso per il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, Terna intende condividere la necessità che – per raggiungere quegli obiettivi – devono essere sviluppati e messi in atto specifici piani di intervento a livello di sistema.

In primo luogo, servono azioni volte ad assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico, attraverso l'adozione di strumenti appropriati che forniscano segnali di prezzo di lungo termine per promuovere lo sviluppo sia di impianti rinnovabili sia di impianti programmabili con elevate prestazioni dinamiche ed ambientali, in grado di essere complementari alle fonti energetiche rinnovabili.

In secondo luogo, deve essere assicurata al sistema una maggiore capacità di accumulo idroelettrico e/o elettrochimico. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima indica entro il 2030 nuova capacità di stoccaggio centralizzato per 6 GW, suddivisi fra stoccaggio idroelettrico ed elettrochimico.

Il terzo elemento chiave è il potenziamento della rete di trasmissione, che deve essere garantito attraverso interventi strutturali di incremento della magliatura e di potenziamento delle linee esistenti. In particolare, è necessario prevedere interventi volti al rinforzo delle dorsali interne tra Nord e Sud, al potenziamento dei collegamenti nelle Isole e con le Isole, ma anche all'aumento delle interconnessioni con l'estero. L'esercizio recentemente svolto di individuazione delle capacità obiettivo sulle sezioni fra zone di mercato ed ai confini offre utili evidenze al riguardo. Per rendere possibile tale potenziamento, è fondamentale che la regolazione continui ad offrire elementi di stabilità e certezza.

Il quarto elemento – determinato dalla necessità di mantenere in equilibrio il sistema anche a fronte della progressiva parcellizzazione degli impianti di produzione, della loro non programmabilità e dalla loro dislocazione sempre più frequentemente esterna alla rete di trasmissione nazionale – è la necessità per Terna di disporre di una stima accurata in tempo reale della produzione di tali impianti, anche se connessi alle reti di distribuzione.

Infine, è necessario che la regolazione continui ad accompagnare il processo di graduale apertura del mercato dei servizi di dispacciamento a nuove risorse, singole e in forma aggregata. Le sperimentazioni – avviate a partire dal 2017 con i progetti pilota della delibera 300/2017 – di abilitazione facoltativa a MSD di unità di consumo (UVAC), unità di produzione non rilevanti (UVAP) e ora di unità miste di consumo, produzione e accumuli (UVAM), rappresentano un primo significativo passo in questa direzione.

Riteniamo che lo strumento dei progetti pilota possa essere utilizzato anche per abilitare le risorse alla prestazione di nuovi servizi (quali i servizi di riserva ultrarapida) e che al tempo stesso si debbano integrare “stabilmente” i progetti pilota nella revisione delle regole di dispacciamento e nel Codice di rete.

In assenza delle misure qui sommariamente elencate, Terna ritiene che gli obiettivi di decarbonizzazione prefissati NON siano raggiungibili. Il ruolo della regolazione è essenziale

per la definizione di un quadro di regole certe, chiare e stabili in grado di supportare gli investimenti necessari e garantire l'efficiente funzionamento del sistema.

I passaggi successivi intendono approfondire brevemente ciascuna di queste azioni.

Segnali di prezzo a lungo termine

Lo sviluppo atteso delle rinnovabili non programmabili richiede strumenti di mercato appropriati, che forniscano segnali di prezzo per promuovere investimenti in impianti programmabili efficienti e con elevate prestazioni dinamiche, in grado di essere complementari alle fonti rinnovabili e di consentire il *phase out* degli impianti più inquinanti. In tale contesto – come condiviso con questa Autorità – è fondamentale l'approvazione del capacity market prima dell'entrata in vigore del Regolamento Europeo sul mercato interno¹, in modo che siano fatti salvi i contratti di capacità stipulati entro il 2019. In assenza di un'approvazione veloce del meccanismo, dovremmo adeguare la Disciplina del capacity market al processo prefigurato nel Regolamento, con tempi lunghi, troppo lunghi, prima di poter eseguire le prime aste di capacità. In assenza di un'approvazione veloce del meccanismo, considerato il carattere strutturale della inadeguatezza del parco di produzione nazionale, diventerebbe necessario prevedere forme di approvvigionamento a termine della capacità alternative al capacity market, che consentano il mantenimento in esercizio della capacità esistente ed – auspicabilmente – anche la realizzazione di nuova capacità in analogia a quanto sperimentato in altri Paesi, seppur per quantità limitate. Inoltre, si sottolinea anche in questo contesto l'importanza di definire regole e condizioni economiche per la disciplina del mothballing degli impianti di generazione e del mantenimento in perfetta efficienza dei medesimi impianti, ai sensi della legge n. 290/03; regole che dovrebbero assicurare ai titolari delle unità di produzione – che pur rivestendo un ruolo potenzialmente fondamentale per l'adeguatezza del sistema non trovano adeguata remunerazione sui mercati – la copertura dei costi fissi evitabili, al netto di quanto coperto dai ricavi sui mercati dell'energia e dei servizi.

¹ L'entrata in vigore del Regolamento, attesa entro la prima settimana di luglio, avviene 20 giorni dopo la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale attesa per metà giugno

Accumuli

Terna ritiene indispensabile la realizzazione di ulteriore capacità di accumulo idroelettrico e/o elettrochimico in grado di contribuire alla sicurezza e all'inerzia del sistema attraverso la fornitura di servizi di rete (regolazione di tensione e frequenza) e di garantire la possibilità di immagazzinare l'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili quando questa è in eccesso rispetto alla domanda o alle capacità fisiche di trasporto della rete, minimizzando/eliminando le inevitabili situazioni di congestione. In particolare, da qui a dieci anni si ravvisa la necessità di disporre di ulteriori 6 GW di accumulo connesso alle reti in AT al Centro, al Sud Italia e nelle Isole, dove è più intenso lo sviluppo delle rinnovabili ed è minore la capacità di accumulo. Gli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima prefigurano un sistema elettrico il cui fabbisogno sarà coperto nelle ore diurne da soli fonti rinnovabili non programmabili, con potenziali forti fenomeni di *overgeneration*, mitigabili solo con una razionale installazione di sistemi di accumulo; un maggior apporto di accumulo, segnatamente accumulo idroelettrico, è indispensabile per un funzionamento del sistema elettrico efficiente ed in sicurezza.

Gli impianti di pompaggio, in particolare, costituiscono una risorsa strategica per il sistema elettrico, stante la capacità di fornire servizi pregiati di regolazione di frequenza e tensione, di restituire quote di inerzia al sistema e di poter quindi contribuire significativamente in termini di adeguatezza, qualità e sicurezza, ed assumeranno una rilevanza sempre maggiore in considerazione della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili.

Tali impianti possono trovare remunerazione sui mercati spot e sul mercato della capacità (una volta istituito), ma tale remunerazione potrebbe risultare non sufficientemente stabile e prevedibile. I ricavi derivanti dai mercati spot sono infatti di natura incerta e anche sommando i potenziali ricavi derivanti dall'avvio del mercato della capacità, lo stimolo per investimenti in nuova capacità di pompaggio risulta insufficiente.

Data l'esigenza di nuova capacità di accumulo nel medio-lungo termine, proponiamo di costruire un quadro regolatorio e contrattuale ad hoc, tale da assicurare la certezza della remunerazione su orizzonti di lungo termine. A riguardo sarà necessario ricorrere a forme contrattuali a lungo termine, con controparti selezionate dal TSO mediante procedure competitive. Si possono immaginare due modelli:

- a) un modello completamente regolato, in cui al titolare dell'impianto sono riconosciuti i costi fissi e variabili predefiniti ed individuati nell'ambito di una procedura concorsuale, e l'impianto stesso è asservito alle esigenze del sistema;
- b) un modello semiregolato, che invece presuppone l'erogazione di un premio a fronte di obblighi di offerta sui mercati con vincoli di prezzo, limitatamente ad un profilo orario indicato dal TSO ex ante.

L'attuale normativa prevede che tali procedure concorsuali siano definite attraverso un decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, su parere dell'Autorità (in conformità con il decreto legislativo 93/11). Tale meccanismo potrebbe richiedere una notifica alla DG Competition ai fini della valutazione della compatibilità dello stesso rispetto al Regolamento 1589/2015 che disciplina gli Aiuti di stato.

Nelle more della messa a punto di un adeguato framework, sarebbe di grande interesse poter innescare un progetto pilota teso a permettere la realizzazione di una prima quantità limitata di sistemi di accumulo idroelettrico.

Infrastrutture di rete

Come evidenziato anche nel Quadro Strategico dell'Autorità, la piena integrazione delle fonti rinnovabili all'interno del sistema elettrico richiederà ingenti investimenti per adeguare la Rete di Trasmissione Nazionale ai nuovi assetti verso cui tende il sistema elettrico.

Terna ha già raccolto questa sfida, prevedendo, negli ultimi Piani Strategici, un significativo incremento degli investimenti sulla propria rete, finalizzati in particolare a rafforzare la magliatura, ridurre le congestioni e rimuovere i vincoli di rete.

Per realizzare tali interventi risulta indispensabile un quadro regolatorio certo e stabile nel medio-lungo periodo. Tutto ciò è ancora più rilevante in considerazione del prossimo avvio del processo di consultazione sull'aggiornamento della regolazione tariffaria vigente nel settore elettrico che, oltre a definire le regole valide per il semi-periodo 2020-2023, dovrebbe anche porre le basi per l'introduzione di nuove logiche tariffarie a partire dal prossimo periodo di regolazione (2024).

In questa ottica non siamo contrari a valutare l'evoluzione dell'attuale sistema di riconoscimento degli investimenti, anche in forma sperimentale solo per Terna, a condizione che il percorso sia condiviso e graduale, che preveda momenti di verifica dell'effettiva adeguatezza ed efficacia dei meccanismi ipotizzati, e che sia garantita un'adeguata remunerazione attraverso la definizione di meccanismi realmente incentivanti.

In merito all'ipotesi di valutazione integrata dei Piani di Sviluppo infrastrutturali, condividiamo il principio, ma per realizzarlo riteniamo che sia innanzitutto prioritario colmare il gap di trasparenza, analisi e scrutinio dei Piani degli altri operatori infrastrutturali, estendendo a questi gli strumenti regolatori già previsti solo per taluni operatori (analisi costi-benefici, criteri di redazione e consultazione, ecc.).

In ogni caso, riteniamo prioritario, rispetto a valutazioni su possibili scenari evolutivi del *framework* regolatorio, che vengano adottate da subito misure correttive su alcuni specifici aspetti della regolazione che penalizzano gli investimenti in trasmissione elettrica rispetto a quelli degli altri settori infrastrutturali regolati; ci riferiamo in particolare all'esclusione dalla remunerazione dei lavori in corso e all'aumento della differenza di costo del capitale riconosciuto tra Terna e gli altri operatori, decisi in occasione dell'ultima revisione tariffaria. Questi provvedimenti hanno portato ad un significativo aumento del *gap* di redditività degli investimenti della trasmissione elettrica rispetto a quella degli altri servizi regolati.

Con specifico riferimento al tema della remunerazione dei lavori in corso, apprezziamo l'ipotesi espressa dall'Autorità di prevedere forme di semplificazione finalizzate a ridurre il carico amministrativo legato all'attuale meccanismo di riconoscimento della remunerazione per progetti selezionati. Riteniamo tuttavia la misura insufficiente, perché continuerebbe a limitare la remunerazione di lavori in corso ad un sottoinsieme di progetti, peraltro con un residuo *overhead* amministrativo. Riteniamo prioritario garantire anche al settore della trasmissione elettrica - in linea quindi con quanto già previsto dall'Autorità per gli altri servizi infrastrutturali - la piena copertura dei costi di capitale associati ai relativi investimenti.

Sempre in tema di riconoscimento dei costi per il nuovo semi-periodo regolatorio, è inoltre fondamentale che venga garantita la piena copertura dei costi operativi, comprendendo i costi incrementali derivanti dai nuovi investimenti.

Con riferimento alla regolazione incentivante *output-based*, esprimiamo apprezzamento per le misure adottate negli ultimi anni dall'Autorità per garantire il trasferimento agli operatori di una parte dei benefici netti per il sistema derivanti dalle azioni realizzate. Riteniamo necessario nel futuro prossimo proseguire sul cammino intrapreso completando il disegno degli strumenti di incentivazione *output-based*, integrandolo ed aggiornandolo dove non più in linea con le nuove esigenze del sistema.

Ci riferiamo *in primis* alla regolazione della qualità del servizio di trasmissione, che necessita, a nostro avviso, di un adeguamento finalizzato a rendere i relativi meccanismi di incentivazione più rispondenti al nuovo contesto di riferimento, sia rispetto alle aspettative degli utenti, sia rispetto agli impatti derivanti dalle mutate condizioni climatiche.

A tale riguardo, i meccanismi incentivanti rappresentano un elemento fondamentale anche per accelerare l'incremento della resilienza della Rete di Trasmissione Nazionale a fronte degli eventi meteorologici estremi, la cui intensità e frequenza sono in forte crescita e tali da creare condizioni critiche per l'esercizio della rete. Nel merito, riteniamo pienamente condivisibile l'apertura espressa dall'Autorità alla valutazione di un meccanismo di incentivazione per incrementare la resilienza anche per la rete di trasmissione, in linea con quanto fatto per la distribuzione elettrica, ed auspichiamo che a tale apertura possa far seguito un provvedimento entro l'anno.

Innovazione

L'Autorità nel Quadro Strategico ha indicato di voler introdurre strumenti a supporto della innovazione; consideriamo molto positiva questa apertura, in particolare alla luce dei mutamenti che sta attraversando il sistema elettrico e delle sfide che ha di fronte. Sugeriamo in ogni caso che – oltre alle cosiddette *regulatory sandbox* citate nel documento, facendo riferimento all'esperienza della regolazione britannica – sia opportuno valutare, per il quadro regolatorio di prossima definizione, anche misure ulteriori che stimolino gli operatori a trattare il tema dell'innovazione in modo strutturale. A tal fine si potrebbe prevedere – come già accade in diversi contesti regolatori europei, fra cui la stessa Gran Bretagna – il riconoscimento di specifiche risorse con modalità *use-it-or-lose-it* per

l'implementazione di progetti innovativi che creino valore per gli utenti, prevedendone una consuntivazione ad-hoc e periodiche verifiche di efficacia.

Osservabilità

Gli elementi di contesto già richiamati, fra cui la crescita degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili, in particolare sulle reti di distribuzione, e la dismissione di impianti convenzionali in grado di fornire i servizi di regolazione, rendono essenziale che il TSO, per la gestione in sicurezza del sistema elettrico, abbia visibilità in tempo reale delle grandezze elettriche degli impianti di generazione distribuita.

Oggi Terna gestisce il sistema elettrico, con crescente difficoltà, senza alcuna visibilità in tempo reale di oltre 28 GW di generazione distribuita (di cui circa 24 GW da fonti rinnovabili). La visibilità *real time* di tali impianti – che già oggi consentirebbe di migliorare ed efficientare la gestione del sistema – diventa una esigenza imprescindibile alla luce degli scenari prospettici definiti nella proposta del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (circa 40 GW aggiuntivi di impianti da fonti rinnovabili al 2030, oltre il 50% dei quali, sulla base di stime Terna, dovrebbe essere connesso su reti di distribuzione).

Al fine di soddisfare tale esigenza, Terna – in ottica di efficienza – sta definendo un nuovo modello di osservabilità basato sull'adozione di un approccio probabilistico e caratterizzato da indirizzi e azioni specifici in relazione al livello di tensione considerato (media/bassa tensione), tale da consentire una stima affidabile del complesso della generazione distribuita senza dover misurare tutti gli impianti, ma misurandone solo un campione statisticamente rappresentativo. Le misure di tale campione, infatti, integrate tramite algoritmi statistici con altri dati di input (quali dati meteo, storici e anagrafici) consentiranno di stimare *near-real-time* il complesso della generazione distribuita.

La documentazione relativa al progetto osservabilità e, più in generale, allo scambio dati per la sicurezza del sistema, verrà posta in consultazione nelle prossime settimane, con l'obiettivo di avere quanto prima un quadro regolatorio definito sulla base del quale avviare la fase implementativa del progetto.

Mercato dei servizi

L'Autorità ha anticipato correttamente l'esigenza di una revisione complessiva delle regole del Mercato dei Servizi per il Dispacciamento, alla luce della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e degli obiettivi di ulteriore crescita, nonché di quelli di integrazione coi mercati confinanti e di implementazione dei Network Codes europei. Condividiamo tale esigenza e forniremo come sempre il nostro contributo in termini di idee, esigenze del sistema, analisi di fattibilità. Si coglie l'occasione per fornire anche in questa sede alcuni spunti e considerazioni.

Con riferimento all'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento si ritiene opportuna, alla luce degli sfidanti obiettivi di penetrazione delle rinnovabili elettriche prevalentemente non programmabili fissati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, l'introduzione di modalità di approvvigionamento a termine di servizi di dispacciamento. In particolare, l'approvvigionamento a termine dovrà avere ad oggetto i servizi necessari a garantire la sicurezza in un sistema elettrico caratterizzato da un'elevata penetrazione della generazione da fonti rinnovabili non programmabili (ad esempio, servizi di regolazione di tensione, servizi di regolazione di frequenza anche di tipo ultra-rapido, servizi di inerzia sintetica). Al fine di inviare corretti segnali di prezzo di lungo termine per gli investimenti in capacità in grado di fornire tali servizi, l'approvvigionamento a termine dovrà inoltre essere basato sulla negoziazione di impegni di disponibilità (opzioni) che prevedano, oltre alla remunerazione dell'energia fornita in tempo reale, anche una remunerazione della capacità, a copertura dei costi opportunità degli operatori.

Il forte sviluppo delle rinnovabili prevalentemente non programmabili, infatti comporterà, da un lato, un crescente fabbisogno dei servizi di dispacciamento sopra citati, dall'altro, una riduzione – a parità di altri fattori quali livello di domanda, prezzi dei combustibili, ecc. – del livello medio dei prezzi sui mercati spot. La remunerazione degli investimenti in capacità in grado di fornire tali servizi non potrà dunque essere basata sulla sola marginalità ottenibile sui mercati spot, poiché ciò comporterebbe un allungamento dei tempi di rientro e del grado di rischio di tali investimenti, considerati anche gli elevati costi fissi che li caratterizzano. L'introduzione di modalità di approvvigionamento a termine, che prevedano una remunerazione della capacità accanto alla remunerazione dell'energia fornita, incentiverebbe invece tali investimenti riducendone il grado di rischio e l'incertezza sui tempi

di rientro. L'approvvigionamento a termine dovrà avvenire secondo quantitativi crescenti al ridursi dell'anticipo rispetto al periodo di consegna e quindi delle incertezze nella determinazione dei fabbisogni, anche in modo da evitare costi non necessari per il sistema.

La remunerazione della capacità, accanto alla remunerazione dell'energia fornita in tempo reale, ben si adatterebbe peraltro all'approvvigionamento dei servizi citati in generale e dei servizi *power intensive* in particolare, caratterizzati da valori contenuti di energia scambiata.

In aggiunta all'approvvigionamento a termine dei servizi sopra indicati, sarà necessaria la definizione di prodotti specifici – negoziati su MSD – più aderenti all'evoluzione delle esigenze del sistema. Anche l'approvvigionamento di tali prodotti dovrebbe avvenire attraverso la negoziazione di impegni di disponibilità (opzioni) per remunerare esplicitamente le capacità funzionali all'erogazione dei servizi e meglio gestire le problematiche di *unit commitment* degli impianti a fronte di un Mercato Infragiornaliero caratterizzato da *gate closures* molto più vicine al tempo reale, in linea con quanto richiesto dal target model europeo per l'integrazione del Mercato Infragiornaliero e con quanto si renderà necessario per favorire la piena integrazione delle rinnovabili elettriche non programmabili nel mercato.

Sistema delle garanzie di dispacciamento

Infine, alcune considerazioni sul mercato retail. L'attuale contesto di mercato ha evidenziato un aumento delle situazioni di sofferenza economico-finanziaria degli utenti del dispacciamento. Con l'obiettivo di irrobustire il sistema delle garanzie di dispacciamento, Terna ha apportato alcuni primi correttivi al proprio Regolamento delle garanzie. Recentemente, l'Autorità ha inoltre posto in consultazione i propri orientamenti per la minimizzazione del rischio di sistema connesso all'acquisizione, da parte di un utente del dispacciamento, di nuovi punti di prelievo per i quali non abbia preventivamente prestato garanzia a Terna.

Queste misure sono importanti, ma a nostro avviso vanno completate e inquadrare in una più ampia revisione del sistema delle garanzie volto ad assicurare la stabilità e il corretto funzionamento del mercato a tutela dei clienti finali. Riteniamo che vadano riviste (in riduzione) le tempistiche previste dalla regolazione per il passaggio ai servizi di ultima

istanza a seguito della risoluzione di un contratto di dispacciamento (attualmente 17 giorni lavorativi), così come dovrà essere superato il meccanismo che permette a chi è regolare nei pagamenti di dimezzare le garanzie da prestare a Terna. Forme di copertura parziale dell'esposizione che avevano una loro logica in una fase di avvio dell'operatività del sistema di garanzie ora non trovano più giustificazione, esponendo strutturalmente il sistema al rischio di mancata copertura.