



THE ITALIAN CLIMATE CHANGE THINK TANK



MARKET DESIGN & DECARBONIZATION: NODI, STRUMENTI E IDEE

POLICY PAPER
GENNAIO 2022

Andrea Marchisio, *Elemens*

Tommaso Barbetti, *Elemens*

INDICE

1	Intervenire sul Market Design	3
1.1	A cosa serve il <i>market design</i>	3
1.2	Il nuovo ruolo del mercato <i>spot</i>	4
2	Oltre il breve termine: gli approcci regolatori	7
2.1	Gli innesti regolatori necessari	7
2.2	Come disegnare i meccanismi di lungo termine	8
3	Il dibattito italiano	11
3.1	Le opzioni per la decarbonizzazione	11
3.2	Le opzioni per la flessibilità	12
3.3	Le opzioni per la sicurezza	13
4	Proposte	15

1 Intervenire sul Market Design

1.1 A cosa serve il *market design*

Nei mercati elettrici, la definizione del *market design* consiste essenzialmente nell'organizzazione delle regole di mercato e, quindi, delle informazioni trasmesse dal sistema dei prezzi. L'adozione di un *market design* non è neutrale dal momento che assetti diversi forniscono diversi insiemi informativi e, di conseguenza, differenti scelte di investimento degli operatori di mercato. Le scelte relative all'architettura del *market design* devono essere pertanto strettamente legate agli obiettivi che si desiderano perseguire.

I mercati elettrici *wholesale* europei sono fondati sul meccanismo del *System Marginal Price* (SMP), un meccanismo essenzialmente adottato per indurre gli operatori a svelare la struttura di costo variabile di generazione attraverso l'offerta a prezzo marginale e rendere esplicita la rendita inframarginale, un segnale contendibile e attraente per nuovi investimenti utili a mantenere costante la concorrenza di mercato.

Un meccanismo pertanto orientato a massimizzare la competitività lato offerta e il benessere dei consumatori che è stato introdotto in un momento storico in cui una struttura del mix di generazione elettrica tradizionalmente suddivisa in impianti convenzionali *baseload*, *mid-merit* e *peakload*.

Oggi, il processo di decarbonizzazione impone al sistema energetico dei target definiti per l'ambito elettrico in termini di mix di generazione. Gli obiettivi di *policy* della transizione rappresentano una sorta di "vincolo esterno" al mercato e la responsabilità della regolamentazione di settore è principalmente quella di definire un *framework* in grado di accogliere e promuovere nuovi investimenti utili alla decarbonizzazione da svilupparsi in un contesto di mercato liberalizzato.

Per comprendere come intervenire e favorire la transizione, risulta pertanto necessario sviluppare una riflessione sull'adeguatezza dell'attuale *market design* – e quali dinamiche possono innescarsi in una struttura di mercato in mutamento verso risorse ad alta intensità di capitale – nel perseguire contemporaneamente tre obiettivi: decarbonizzazione, sicurezza e adeguatezza di sistema, benessere dei consumatori.

1.2 Il nuovo ruolo del mercato *spot*

La struttura dei costi del sistema elettrico sta cambiando: gli investimenti in *asset* utili alla decarbonizzazione (impianti a fonti rinnovabili, specialmente non programmabili come eolico e fotovoltaico) sono caratterizzati da costi di generazione i cui i costi fissi, principalmente di investimento, sono molto più elevati rispetto ai costi variabili.

La modifica della struttura dei costi non può che riflettersi anche sui segnali economici che il mercato basato sul *system marginal price* restituisce: collocandosi alla base della curva di offerta, per effetto di costi marginali quasi nulli, i volumi a mercato dell'energia rinnovabile non programmabile tendono a spiazzare le offerte più elevate degli impianti convenzionali in virtù del *merit order*, riducendo pertanto – a parità di altre condizioni – il *clearing price* del mercato.

Nella transizione i prezzi non possono che tendere ad assumere la forma della cosiddetta *duck curve*, dove i valori toccano i minimi (anche negativi) nelle ore centrali della giornata, caratterizzate dalla produzione fotovoltaica e dallo spiazzamento della produzione convenzionale, per poi risalire molto rapidamente verso le ore serali nel corso delle quali gli impianti convenzionali spingono la *night recovery*, una strategia di bidding volto a coprire i costi fissi e i margini persi nel corso della giornata applicando elevati *mark-up* sopra i costi variabili.

Tale volatilità oraria dei prezzi è estremamente critica per lo sviluppo di nuovi investimenti. L'effetto di abbassamento del prezzo *spot* è chiaramente proporzionale alla quantità di produzione rinnovabile, in particolare eolica e fotovoltaica. Tali tecnologie di produzione, tuttavia, soffrono di intermittenza legata alla disponibilità della fonte primaria e, nelle stesse aree geografiche, di un rilevante grado di contemporaneità di produzione: ciò comporta che esse andranno a ridurre i prezzi specialmente nelle ore in cui le rinnovabili non programmabili producono maggiormente, provocando quindi una “cannibalizzazione” dei propri ricavi di mercato.

Più rinnovabili a sistema, meno redditività delle rinnovabili: un effetto particolarmente critico per investimenti ad alta intensità di capitale – come quelli in capacità eolica e fotovoltaica – il cui costo marginale di produzione è pressoché nullo e la quasi totalità dei costi è concentrata su costi fissi, principalmente sul CAPEX al momento di realizzazione dell'impianto.

Allo stesso tempo, le aspettative sullo spazio contendibile da parte degli impianti convenzionali non possono che essere negative, facendo emergere per gli investitori un rischio di *missing money* nel lungo termine tale da scoraggiare la realizzazione di nuova capacità, quandanche necessaria nel contesto di breve periodo.

Nella transizione, il mercato *spot* non può dunque che fallire nel fornire adeguati segnali all'investimento di capacità di generazione, sia essa rinnovabile o convenzionale. Tale evidenza non annulla tuttavia il valore informativo dei prezzi che, di converso, è enfatizzato in contesti di alta volatilità di prezzo nel richiedere attraverso il segnale economico una risorsa essenziale per gestire le necessità fisiche del sistema elettrico decarbonizzato: la flessibilità.

I potenziali margini di incremento di flessibilità del fronte della generazione (ad esempio, attraverso la ri-conversione verso impianti *peakload*) risiedono tuttavia negli *asset* termoelettrici convenzionali, quindi impianti che generano emissioni. In un contesto di altissima penetrazione di produzione rinnovabile, esigenze di flessibilità e decarbonizzazione possono essere invece conciliate attraverso due ulteriori vettori: gestione attiva della domanda (*demand response*) e sistemi di accumulo. Entrambi fondano la propria economicità nello *spread* tra ore di minor e maggior prezzo, un segnale che solo il mercato *spot* – dal giorno prima fino al bilanciamento in tempo reale – è in grado di fornire.

Tali risorse possono svolgere un ruolo essenziale sia nel governo in sicurezza del sistema elettrico nelle sue dimensioni fisiche sia nella formazione di segnali economici utili a sostenere lo sviluppo di nuovi impianti rinnovabili. L'appiattimento e la riduzione della volatilità del profilo di domanda residua grazie alla loro risposta ai segnali di mercato si tradurrebbero – a parità di altre condizioni – in un sostegno ai prezzi nelle ore di maggiore penetrazione delle rinnovabili (e, di converso, di *peak shaving* nelle ore di minore penetrazione).

Gli accumuli possono essere contemporaneamente effetto e causa della crescita delle rinnovabili non programmabili. Maggiore è la capacità flessibile a sistema, sia essa in termini di *demand response* o di accumulo, a sistema, inferiore sarebbe l'effetto di "cannibalizzazione" subito dal profilo dei prezzi "catturati" dagli impianti rinnovabili (fotovoltaici in particolare). Parallelamente maggiore è la capacità flessibile a sistema, minore sarebbe lo *spread* "residuo" e i ricavi ottenibili attraverso l'arbitraggio.

Gli accumuli in particolare, analogamente alle rinnovabili, sono investimenti fortemente *capital intensive* e completamente esposti alla volatilità del mercato: l'investimento in uno

storage può diventare *out of the money* nel corso del suo esercizio per l'ingresso di altri accumuli. Data la struttura dei costi dell'*asset*, per l'investitore risulta particolarmente difficile potersi coprire da tale rischio.

Questo effetto di auto-annullamento dei ricavi catturati, uguale e contrario alla "cannibalizzazione" delle rinnovabili, può incidere negativamente sulle decisioni di investimento in sistemi di accumulo *energy intensive* dal momento che gli operatori possono percepire che tali *asset* possano essere redditizi se non si raggiungono i target di nuova capacità definiti dalla policy.

Il *demand response*, invece, si realizza tipicamente attraverso l'aggregazione di più risorse già presenti a sistema (gli utenti in prelievo) attraverso costi di transazione – tendenzialmente fissi – per organizzare l'aggregato e la gestione dinamica del costo opportunità di spostare nel tempo il consumo.

Il rischio di *under-investment* in accumuli e di limitato *engagement* della domanda flessibile dovuto all'aspettativa di potenziale insostenibilità economica nel lungo termine potrebbe quindi paradossalmente impedire il raggiungimento degli obiettivi in nuovo *storage* pur in presenza di un livello di prezzo *spot* sufficientemente remunerativo, realizzando così una sorta di previsione che si auto-smentisce.

2 Oltre il breve termine: gli approcci regolatori

2.1 Gli innesti regolatori necessari

Il fallimento del mercato *spot* nel generare nuovi investimenti utili alla decarbonizzazione risiede essenzialmente nell'*hosting capacity* del loro rischio che i prezzi marginali sono in grado di sostenere, una dimensione che si assottiglia man mano che avanza il percorso verso la *net zero*.

Al crescere di *asset capex based* (impianti a fonti rinnovabili, sistemi di storage, e risorse flessibili), il rischio dell'investimento cresce, trasferendosi sul costo del capitale dell'investitore e innalzando la soglia di ricavo necessario per raggiungere il rendimento richiesto. In termini aggregati, tale dinamica consente di attivare nuova capacità solo nella prima fase della transizione – quando il segnale di breve termine è sufficientemente robusto da compensare il rischio futuro – per poi gradualmente porre in stallo la crescita per effetto dell'attualizzazione delle aspettative di *missing money*.

Il segnale di prezzo deve dunque essere maggiormente correlato all'effettiva struttura dei costi dei nuovi investimenti, che non è il costo marginale ma il costo del capitale. Occorre pertanto abbinare al *system marginal price* un valore di lungo termine, definito al momento della realizzazione dell'investimento e sufficientemente stabile nel tempo.

L'introduzione di nuovi segnali di prezzo di lungo termine deve avvenire attraverso innesti regolatori specificamente concepiti per accompagnare la transizione nel perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione, adeguatezza di sistema e benessere dei consumatori.

E' essenziale che il regolatore valuti correttamente tutti i *trade-off* in modo da tendere verso un efficiente equilibrio tra dirigismo centralizzato e segnali di mercato, nonché tra invasività regolatoria e esposizione al rischio degli investimenti.

L'obiettivo di efficienza di sistema può essere pienamente perseguito attraverso un coordinamento sia tra segnali di lungo termine e quelli di breve termine sia reciprocamente tra i nuovi meccanismi di lungo termine, per evitare distorsioni sul ciclo degli investimenti e l'incremento dei costi di sistema. Per tale motivo è necessario che la *policy* iscriva i meccanismi di remunerazione di lungo termine all'interno del perimetro regolatorio del *market design*, evitando di inserirli attraverso disposizioni normative che considerano vincoli

potenzialmente diversi da quelli connessi specificatamente alle esigenze del sistema elettrico in transizione.

A livello europeo, la rilevanza di tale elemento è riscontrabile tra ciò che è soggetto alla sola disciplina sugli Aiuti di Stato (quindi fuori dal perimetro di *market design*, come ad esempio i sistemi di assegnazione degli incentivi alle fonti rinnovabili) e ciò che invece – pur rappresentando formalmente un Aiuto di Stato – è organicamente ricompreso nella regolazione dei mercati elettrici (quindi all'interno del perimetro di *market design*, come ad esempio il Capacity Market).

2.2 Come disegnare i meccanismi di lungo termine

La regolamentazione alla base dell'implementazione di un nuovo meccanismo di remunerazione non è neutrale: il suo design, nel definire gli obiettivi per cui tende, già implica una selezione delle risorse e dei nuovi investimenti che andrà ad attivare. Ciò è particolarmente valido quando si tratta di meccanismi relativi a servizi con orizzonte di medio-lungo termine, dal momento che essi vincolano su base pluriennale il sistema elettrico in un contesto dominato da una tale molteplicità di variabili endogene ed esogene che lo rendono soggetto a frequenti e spesso rapide mutazioni.

Sistemi elettrici fondati su un sistema contrattuale centralizzato da un soggetto pubblico di *concorrenza per il mercato* (attraverso l'assegnazione di concessioni o autorizzazioni alla realizzazione di determinati investimenti) possono doppiamente soffrire dell'asimmetria informativa che condiziona il regolatore: nel momento in cui viene pianificato e celebrato il momento competitivo (ad esempio attraverso aste) per effetto della conoscenza limitata del "banditore d'asta" sullo stato del settore, dei costi e delle tecnologie, e nell'esecuzione del servizio richiesto per effetto di imprevedibili eventi che possono modificare – anche profondamente – lo scenario di riferimento.

Sistemi che ereditano investimenti guidati da decisioni del passato diventate inattuali possono produrre distorsioni ed esiti non desiderabili che incentivano il regolatore (che rimane costantemente soggetto ad asimmetria informativa) ad intervenire ulteriormente, innescando un *feedback loop* negativo che può essere spezzato solo a costi elevati e generando un ambiente di mercato che perde attrattività per nuovi investimenti, anche solo per effetto del rischio regolatorio percepito. Il costo dell'asimmetria informativa cresce al crescere della stratificazione di meccanismi regolatori che si innestano nella struttura di mercato pre-esistente.

Parallelamente il regolatore deve avere coscienza che la realizzazione di nuovi investimenti non risponde unicamente al segnale economico, per quanto efficiente. Nel settore delle infrastrutture del sistema elettrico – siano esse di generazione, di rete o di accumulo – l'efficacia dei meccanismi regolatori si misura frequentemente anche nella semplicità e rapidità delle nuove risorse di ottenere l'autorizzazione alla realizzazione dagli enti pubblici.

Al fine di conciliare al meglio efficienza (economica) ed efficacia (raggiungimento dell'obiettivo), nuovi meccanismi regolatori di remunerazione di lungo termine dovrebbero quanto più possibile aderire ai seguenti principi:

- Coordinare i meccanismi alla struttura di mercato esistente, riducendo / annullando le distorsioni sulla formazione dei prezzi marginali, per effetto di rigidità imposte al bidding degli operatori sul mercato *spot*, che possono alterare i segnali che rivelano *real-time* le effettive esigenze del sistema
- Coordinare gli strumenti in ragione degli effetti incrociati tra i meccanismi, distinguendo chiaramente i meccanismi in termini di obiettivi da raggiungere
- Prendere coscienza che il sistema si evolve più velocemente delle regole e rendere la pianificazione degli strumenti e degli obiettivi più adattativa possibile
- Definire orizzonti di pianificazione di meccanismi per la sicurezza di sistema di breve-medio termine, per evitare rischi di *lock-in* tecnologico e di rendere il parco di generazione meno permeabile alla decarbonizzazione
- Definire orizzonte di pianificazione di meccanismi per la decarbonizzazione di medio-lungo termine, per minimizzare il premio al rischio degli investimenti (e pertanto il costo dello strumento regolatorio)
- Impostare la struttura di remunerazione regolata affinché il rischio di investimento si riduca fino alla soglia di bancabilità, pur mantenendo dei flussi di ricavo *merchant* connessi alle dinamiche del mercato *spot*
- Programmare meccanismi e relativi obiettivi quantitativi in maniera coerente con il percorso e il timing autorizzativo effettivo nel paese di implementazione
- Privilegiare la semplificazione dei meccanismi per garantirne l'efficacia, accettando anche una contenuta perdita di efficienza a fronte di minori costi di transazione
- Evitare discriminazioni e vantaggi competitivi posizionali non contendibili attraverso una pianificazione coerente con la capacità di programmazione degli investimenti degli operatori privati e attraverso la definizione di requisiti di accesso al meccanismo non eccessivamente stringenti, per favorire la competitività

- Adottare il principio di neutralità tecnologica solo nelle circostanze in cui l'obiettivo del meccanismo sia pienamente ottenibile indipendentemente dalla risorsa che lo fornisce
- Evitare l'uso di strumenti di lungo periodo per risolvere questioni di breve periodo: è inefficiente e genera costi di transazione
- Massimizzare trasparenza e *accountability* dei soggetti responsabili della pianificazione del sistema elettrico e dei meccanismi per annullare asimmetrie informative con gli operatori di mercato.

3 Il dibattito italiano

3.1 Le opzioni per la decarbonizzazione

Oggi, per gli *asset* rinnovabili *utility scale*, è a regime un meccanismo di assegnazione di una tariffa incentivante attraverso aste competitive. Sulla base del DM FER, che definisce tempi, contingenti e criteri di accesso, il GSE organizza procedure competitive distinte per gruppi tecnologici: un contingente è dedicato all'eolico on-shore (incluso repowering) e per fotovoltaico su terreno industriale (ovvero tetto o, più recentemente e per quanto in assenza di definizioni puntuali sulla fattispecie, l'agrivoltaico), un altro contingente per idroelettrico e biogas. Nel prossimo futuro, con l'approvazione del c.d. DM FER 2, nuovi contingenti saranno previsti per eolico off-shore, geotermico, biomassa, biogas e tecnologie innovative.

L'attuale tariffa incentivante, assegnata per 20 anni, è strutturata su un meccanismo di "contratto per differenze" a 2 vie in ragione del quale:

- se positiva, la differenza oraria tariffa e i prezzi zonal di mercato *spot* è pagata dal GSE al produttore; l'incentivo è sospeso in caso di più di 6 ore consecutive a prezzo 0 (o negativo);
- se negativa, la differenza oraria tra tariffa e prezzo zonale di mercato *spot* è restituita al GSE dal produttore.

Tra le possibili riforme del meccanismo, si discute di differenziare i contingenti su base zonale, in modo da consentire uno sviluppo della capacità differenziato coerente con la disponibilità della risorsa e da aiutare la programmazione dello sviluppo dell'infrastruttura.

Il recepimento italiano della RED II inoltre prevede di inserire tra i meccanismi di incentivazione l'abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo, in modo da consentire una maggiore programmabilità delle fonti. Il dettato normativo non fornisce ulteriori dettagli, è tuttavia ragionevolmente prevedibile la creazione di contingenti dedicati e di una revisione della tariffa incentivante affinché il valore unitario dell'incentivo possa dipendere anche dal profilo in immissione.

Infine, per promuovere la diffusione dei PPA di lungo termine, nel settore italiano si discute di imporre ai fornitori di energia elettrica un obbligo di approvvigionamento da energia rinnovabile addizionale per una quota di domanda elettrica servita, affinché l'investitore in nuova capacità rinnovabile sia facilitato a trovare tra i soggetti obbligati una controparte con cui è pieno interesse di entrambi definire un accordo.

Come ogni *quota system*, tuttavia, il meccanismo risulterebbe fortemente soggetto al rischio che il mercato non produca i risultati sperati, imponendo frequenti revisioni delle regole (tra cui, ad esempio, la penale di non rispetto dell'obbligo che assumerebbe un ruolo pivotale nella determinazione dei prezzi dei PPA) e aumentando i costi di transazione.

3.2 Le opzioni per la flessibilità

Il recepimento italiano della IEMD ha introdotto un inedito meccanismo di promozione dei sistemi di accumulo stand-alone che si basa sulla creazione di nuovo segmento di mercato, estremamente rilevante nell'impatto sull'evoluzione del sistema elettrico e dei prezzi di mercato.

Il meccanismo si fonda su due pilastri:

- 1) Asta concorrenziali per lo storage, attraverso le quali – e secondo contingenti differenziati per zona e definiti sulla base del fabbisogno di stoccaggio in termini di tipo di accumulo e tipo di funzione, i proponenti dei progetti aggiudicatari (definiti “titolari della capacità di stoccaggio”) riceveranno una remunerazione annua di lungo termine definita dalla regolamentazione a copertura di CAPEX, OPEX e remunerazione del capitale investito; è inoltre previsto che, in caso di mancato raggiungimento del contingente, Terna può realizzare direttamente gli storage mancanti;
- 2) Mercato dei profili, un nuovo segmento di mercato elettrico in cui i titolari della capacità di stoccaggio sono obbligati a rendere disponibile a terzi la capacità di accumulo per la partecipazione ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi

Secondo tale configurazione, il titolare della capacità di stoccaggio avrà una remunerazione cristallizzata e dovrà agire in un'ottica di “efficiente operatore” in termini di *asset management*, dal momento che si assume unicamente il rischio della gestione operativa dell'asset nonché della corretta esecuzione a mercato dei programmi ricevuti dal “mercato dei profili”.

I terzi, che possono essere altri produttori o grossisti, possono aggiudicarsi l'utilizzo di una parte dello storage per una determinata porzione di tempo attraverso aste centralizzate del “mercato dei profili”: a fronte di un costo di accesso alla capacità di stoccaggio, essi comunicheranno al titolare dell'accumulo il profilo di immissione / prelievo sui mercati e riceveranno da lui il ricavo in esito ai mercati dell'energia.

E' previsto che il costo pagato dai soggetti terzi che si aggiudicano il diritto a programmare lo storage (e ai suoi ricavi) non sia trattenuto dal titolare della capacità ma venga trasferito al sistema.

La *ratio* di tale complesso meccanismo è rinvenibile nella necessità del sistema di garantire l'esecuzione di investimenti in sistemi di accumulo, soprattutto pompaggi, tuttavia regolando gli storage integralmente secondo una logica "Regulatory Asset Base" analoga a quella delle opere di rete: attraverso il "mercato dei profili" la capacità di *storage* è difatti un'infrastruttura il cui diritto all'utilizzo è negoziato a mercato. Anche per tale motivo, il legislatore prevede che il TSO possa realizzare direttamente questi investimenti.

L'approccio complessivo di tale meccanismo rischia di togliere spazio di mercato agli operatori sia nella fase di sviluppo degli *asset* (non disponendo delle stesse informazioni del TSO per coordinare scelte *siting* e caratteristiche impiantistiche con i fabbisogni in asta prima della pubblicazione delle regole di gara) sia nella fase di gestione sui mercati (il regolatore, approcciandosi a tali storage come "elementi di rete", potrebbe consentire al TSO di imporre un profilo di immissione/prelievo precedente e indipendente all'esecuzione del mercato prossimo al tempo reale).

Oltre al progetto pilota UVAM, in relazione al *demand response*, non emergono al momento invece solidi orientamenti regolatori volti a favorire l'ingresso della risorsa attraverso meccanismi che possano sterilizzare i rischi connessi ai costi fissi di transazione per organizzare un portafoglio flessibile.

3.3 Le opzioni per la sicurezza

Per fronteggiare i rischi di adeguatezza previsti dal TSO, l'Italia si è dotata di un meccanismo di Capacity Market basato sul sistema delle *reliability option*, che consente al produttore di cedere una remunerazione incerta per ottenere una remunerazione incerta: oltre a dover rispondere a obblighi di disponibilità dell'impianto, il produttore che riceve il premio sulla capacità qualificata nel meccanismo (remunerazione certa) è difatti soggetto al pagamento di un corrispettivo variabile pari alla differenza tra il prezzo dei mercati elettrici *spot* (energia e dispacciamento) e uno *strike price*, definito dalla regolazione, pari al costo marginale dell'impianto a ciclo aperto a gas.

Il meccanismo ha un impatto diretto sulla formazione dei prezzi del mercato elettrico determinando di fatto un tetto massimo ai prezzi offerti dai produttori elettrici che vi partecipano. Chi riceve il premio fisso non ha interesse a realizzare un margine con offerte di mercato superiori allo *strike price* che dovrebbe in ogni caso restituire, mentre chi non riceve il premio si trova a dover comunque adottare lo *strike price* come *cap* alle offerte per rimanere

competitivo. Questo effetto non può che impedire la piena espressione della volatilità di prezzo e del suo valore di “termometro” dello stato del sistema e delle sue necessità in termini di flessibilità.

La disciplina delle prime aste di fine 2019 per gli anni di consegna 2022 e 2023, e dell'asta che si celebrerà a inizio 2022 per l'anno di consegna 2024, prevedono la possibilità di qualificare capacità da fonti rinnovabili e da sistemi di accumuli, nonché una partecipazione del *demand response*. Tuttavia, l'inclusione di tali fattispecie è più formale che sostanziale, considerate le barriere innalzate dalla disciplina.

Per il *demand response* in particolare, il beneficio monetario per le unità di consumo è una frazione del beneficio che essa fornisce al sistema (quantificabile nel costo evitato dall'approvvigionamento della stessa capacità da un'unità di produzione): ad esse, infatti, è riconosciuta solo l'esenzione dell'onere tariffario relativo al *capacity market* scaricato sui consumatori, e non un premio fisso come per le unità di produzione. Inoltre, è richiesto alla domanda qualificata l'obbligo di disponibilità al distacco, un servizio che attualmente è già remunerato dal servizio di interrompibilità. Non sorprende pertanto che nessuna unità di consumo ha partecipato alle aste del 2019.

Per le fonti rinnovabili e i sistemi di accumulo invece l'interesse del mercato attualmente è maggiore in caso di impianti *greenfield* deal momento che, rientrando nella capacità di nuova realizzazione, è possibile ricevere un premio fisso per 15 anni. I rischi a cui queste unità (specie le rinnovabili non programmabili) tuttavia sono esposte in termini di corrispettivo variabile da versare al sistema possono essere valutati come superiori ai benefici, come abbiamo visto nelle aste del 2019 dove FER e accumuli hanno rappresentato circa il 3% della nuova capacità qualificata.

Tali barriere a risorse “decarbonizzate” hanno avuto un impatto nel processo di transizione: fino ad ora il Capacity Market italiano, nato anche per gestire il *phase-out* degli impianti a carbone attraverso un ordinato e coordinato inserimento di nuove risorse di sostituzione necessaria per mantenere i margini di adeguatezza, stanno difatti attivando nuovi investimenti termoelettrici a gas, vincolando il sistema per 15 anni.

4 Proposte

È opportuno continuare sulla strada delle aste per le rinnovabili affinché sia garantita attraverso opportuni contingenti una certa rapidità di crescita della capacità installata con una prospettiva di *phase-out* da meccanismi incentivanti per le rinnovabili più competitive, una volta raggiunta sufficiente capacità di flessibilità attraverso meccanismi a regime stabilizzati nel lungo termine per garantire che il sistema non soffra di eccessiva volatilità.

Con l'obiettivo di contrastare i rischi all'investimento per gli storage e di consentire alle risorse per il demand response – ancora passive ma già disponibili nel sistema – di essere attivate, occorre definire meccanismi specificatamente dedicati alla flessibilità attraverso:

- Segnali di prezzo stabili e utili a risolvere il problema di *missing money* per sistemi di accumulo e *demand response*;
- Dimensionamento delle valorizzazioni fisse regolate sulla base del raggiungimento della soglia di bancabilità, lasciando spazio a ricavi (e rischi) *merchant*;
- Allargamento del perimetro di partecipazione ai servizi di dispacciamento e bilanciamento delle risorse flessibili, agendo sui requisiti del Codice di Rete;
- Introduzione prezzi dinamici per i clienti finali e valutazione di meccanismi di *time-of-use tariff*
- Maggiore trasparenza e intelligibilità dei segnali di mercato *spot*, specialmente in termini di formazione dei prezzi di bilanciamento a livello nodale;
- Contingenti dimensionati per tendere verso l'appiattimento della domanda residua;
- Terzietà della valutazione delle necessità di sviluppo infrastrutturale;
- Quantificazione del contributo indiretto di adeguatezza di tali nuove risorse per definire i fabbisogni del *capacity market*;
- La difesa del perimetro concorrenziale degli operatori di mercato privati senza interferenze e distorsioni da parte dei soggetti regolati, che sono invece incaricati (e quindi responsabilizzati) di definire i fabbisogni futuri di sistema e i contingenti da adottare per i meccanismi di lungo termine.

Bisogna spingere sullo sviluppo della digitalizzazione, della trasparenza e della valorizzazione dei dati, anche attraverso piattaforme di Open Data sul sistema elettrico, anche allo scopo di rafforzare i processi di valutazione degli scenari di sistema utili alla definizione dei fabbisogni richiesti attraverso i meccanismi di lungo termine per decarbonizzazione, flessibilità e adeguatezza.

Questo Policy Paper è stato curato da:

Elemens – www.elemens.it - una boutique di consulenza specializzata nel settore energia che unisce ad una profonda conoscenza del business e della regolazione un approccio fondato sul dialogo costante con tutto il settore e sull'interlocuzione di massimo livello con istituzioni e big player per fornire ai propri clienti risultati solidi, chiari ed originali.

Le opinioni riportate nel presente Policy Briefing sono riferibili esclusivamente a Elemens e ECCO Think Tank.

Per interviste o maggiori informazioni sull'utilizzo e sulla diffusione dei contenuti presenti in questo briefing, si prega di contattare:

Andrea Ghianda, Head of Communication, ECCO
andrea.ghianda@eccoclimate.org - 3396466985

Data di pubblicazione:
21 gennaio 2022