



Esiti consultazione pubblica
DM FERX

Premessa

L'Italia persegue il più ampio ricorso a strumenti che migliorino contestualmente la tutela dell'ambiente, la sicurezza energetica, e l'accessibilità dei costi dell'energia, contribuendo agli obiettivi europei in materia di energia e ambiente.

Questo obiettivo è ora ancor più urgente e importante alla luce del quadro geopolitico internazionale e della crisi energetica. In tale quadro, l'ulteriore accelerazione chiesta dall'Europa e perseguita dal Governo, richiede ogni possibile sforzo in termini di semplificazioni autorizzative per l'installazione di impianti FER e una politica di supporto chiara ed efficace. Il decreto oggetto di consultazione, si inserisce in questo contesto e nel raggiungimento di questo obiettivo. Esso ha lo scopo di sostenere gli impianti con costi di generazione vicini alla competitività di mercato, attraverso la definizione di un meccanismo di supporto che promuove l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità del sistema elettrico, coerentemente con gli obiettivi di sicurezza e adeguatezza.

Il meccanismo di supporto posto in consultazione, da un punto di vista giuridico, fa riferimento al decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 che ha recepito la direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (c.d. *RED II*) nel nostro ordinamento e che al TITOLO II disciplina i regimi di sostegno e gli strumenti di promozione delle energie rinnovabili.

In particolare esso prevede, all'articolo 4, comma 2, e all'articolo 5 che i regimi di sostegno si conformino a specifici criteri generali, tra cui a titolo esemplificativo, la proporzionalità del supporto all'onerosità dell'intervento per garantirne un'equa remunerazione, l'assegnazione del supporto tramite contratti alle differenze a valere sull'energia elettrica prodotta dall'impianto per un periodo pari alla vita media utile convenzionale della tipologia impiantistica in cui esso ricade, e la copertura del meccanismo di supporto sulla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

Agli articoli 6 e 7 sono, invece, disciplinati i criteri specifici cui devono conformarsi i meccanismi di supporto, prevedendo in particolare la disciplina delle procedure d'asta per impianti di potenza superiore al MW e l'accesso diretto per impianti di potenza inferiore.

Inoltre, il meccanismo si deve conformare alla Comunicazione della Commissione Europea 2022/C 80/01 del 18 febbraio 2022 sulla "*Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022*", in base alla quale gli aiuti sono compatibili se agevolano il perseguimento degli obiettivi dell'Unione senza alterare le condizioni degli scambi, anzi contribuendo al funzionamento più efficiente del mercato.

La consultazione pubblica si è svolta con l'obiettivo di condividere le logiche alla base dello schema di decreto e raccogliere osservazioni e spunti dalle parti interessate, anche in relazione all'impatto sulla concorrenza e alla proporzionalità della misura, per la conclusione del processo e il conseguente avvio della necessaria fase di notifica per la verifica dei profili di compatibilità con la disciplina in materia di Aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022.

In particolare, tutti i soggetti interessati sono stati invitati a rispondere tra il 7 agosto ed il 25 settembre 2023 inviando le proprie osservazioni all'indirizzo di posta elettronica PEC cee@pec.mite.gov.it utilizzando il modulo di adesione alla consultazione pubblicato sul sito istituzionale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (<https://www.mase.gov.it/notizie/avviata-la-consultazione-pubblica-sul-decreto-ferx-la-promozione-della-produzione-elettrica>). I contributi ricevuti sono stati analizzati e la sintesi dei relativi risultati è riportata nei paragrafi che seguono, mentre nell'Allegato 1 è riportato il dettaglio delle osservazioni pervenute.

Quadro di sintesi

Hanno partecipato alla consultazione 46 soggetti, riconducibili sulla base delle dichiarazioni per la maggior parte a grandi imprese operanti nel settore energetico e associazioni di categoria.



FIGURA 1: DETTAGLIO DEI SOGGETTI CHE HANNO PARTECIPATO ALLA CONSULTAZIONE

Dei 46 soggetti che hanno partecipato alla consultazione, circa il 52% ritiene di partecipare direttamente ai bandi che saranno pubblicati, la percentuale sale al 70% se si includono le associazioni che parteciperanno indirettamente tramite i propri iscritti.

Si evidenzia infine che una quota pari al 9% dei partecipanti non ha fornito alcuna risposta nel merito.

La percentuale media di risposta a tutti i quesiti è stata del 72%. Gli argomenti che hanno suscitato il maggior interesse sono stati quelli relativi al contesto normativo e alla sua evoluzione, agli aspetti generali del meccanismo di supporto, ai tempi di realizzazione degli interventi, alle logiche alla base della restituzione degli incentivi in caso di recesso anticipato dal contratto e dell'aggiornamento del prezzo di esercizio.

Relativamente al contesto normativo e la sua evoluzione, oltre il 90% dei partecipanti è complessivamente d'accordo con la necessità di far evolvere il disegno dei *Cfd* convenzionali e ritiene in generale valide le logiche alla base del modello centralizzato *asset-based*, mentre per quanto attiene l'evoluzione verso un modello decentralizzato con profilo standard il 58% dei partecipanti ha espresso parere favorevole.

In relazione agli aspetti generali del meccanismo di supporto, il 63% dei partecipanti condivide l'approccio proposto per superare la totale restituzione degli incentivi netti fruiti in caso di recesso anticipato dal contratto, solamente il 53% ritiene congrua la stima dei contingenti per l'accesso per il tramite di procedure competitive, mentre il 97% accoglie positivamente i requisiti di accesso individuati.

In merito alle tempistiche di realizzazione degli impianti l'83% dei soggetti ha espresso di essere in disaccordo con le tempistiche individuate, chiedendo per la maggior parte un innalzamento delle stesse.

Per quanto concerne le logiche alla base dell'aggiornamento del prezzo di esercizio per tener conto dell'inflazione si evidenzia un forte apprezzamento da parte della quasi totalità della platea.

Infine, in relazione alla disamina delle osservazioni presentate, si evidenzia, così come visibile dal grafico in figura 2, che circa il 50% delle proposte ha ricevuto un consenso generale superiore all'80%. A questo proposito è utile evidenziare che la maggior parte dei riscontri sia positivi sia negativi è stata accompagnata da suggerimenti e commenti da parte dei soggetti partecipanti atti a specificare la visione e/o le necessità degli stessi, in merito allo specifico argomento. Tali informazioni sono riportate nell'Allegato 1 al presente documento.

Risposte positive ai quesiti VS risposte negative



FIGURA 2: RISCONTRO POSITIVO VS NEGATIVO

Sintesi delle osservazioni pervenute

1. Osservazioni generali

Gli operatori hanno apprezzato l'avvio di una consultazione pubblica dedicata al meccanismo di supporto FERX e hanno fornito diversi spunti di riflessione su tutti i quesiti posti alla loro attenzione. In particolare, di seguito si propone una sintesi dei risultati.

Con riferimento alla disamina generale delle risposte fornite per i diversi quesiti, si evidenzia che molti soggetti chiedono, in più occasioni, in relazione alle future modalità e caratteristiche di funzionamento del disegno e dei modelli, chiarimenti e trasparenza, sottolineando la necessità di conoscere con tempistiche adeguate tutte le informazioni utili alla programmazione degli investimenti. In particolare, sottolineano come, dai soli principi posti in consultazione sia complesso comprendere appieno e di conseguenza commentare il meccanismo di sostegno che sarà adottato. A questo proposito è utile evidenziare che alcuni operatori richiedono l'istituzione di tavoli di lavoro che permettano a tutti gli stakeholder di discutere criticità e punti d'attenzione.

In relazione a quanto detto, si riporta un elenco non esaustivo dei temi sui quali i soggetti partecipanti auspicano maggiori informazioni:

- la definizione, le tempistiche di applicazione, la messa a disposizione e la metodologia per l'applicazione dei coefficienti sul prezzo d'aggiudicazione;
- le caratteristiche dell'algoritmo di selezione e dei relativi criteri di priorità compresa la loro modalità d'utilizzo;
- la definizione, le tempistiche di applicazione e la messa a disposizione dei dati dei contingenti;
- le casistiche in cui le variazioni della normativa di riferimento comportano la possibilità di modifica del contratto da parte del GSE, in quanto in molti non condividono la possibilità che la società apporti unilateralmente modifiche allo stesso e in particolare al prezzo di riferimento;
- la documentazione per l'accesso al meccanismo, in particolar modo quella legata al il rispetto dei principi ambientali e del *DNSH* e al processo autorizzativo. Viene chiesto, ad esempio, di chiarire se si può accedere con la sola autorizzazione ambientale positiva (VIA) o se bisogna aver completato l'intera autorizzazione unica, e, in considerazione di quanto predisposto con gli ultimi aggiornamenti normativi ossia che in assenza di particolari vincoli, è possibile che il proponente opti per una Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) oppure di una Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata (DILA), di chiarire se in questi casi si può comunque accedere agli incentivi e con quali modalità;
- le tipologie di interventi che hanno accesso al meccanismo, e in particolare quali interventi di "rifacimento" e "potenziamento" siano inclusi e in quale contingente. A questo proposito viene segnalata l'opportunità di integrare l'elenco degli interventi ammissibili con i rifacimenti parziali, qualificando anche "le integrali ricostruzioni parziali" ovvero quegli interventi che interessano la maggior parte dell'impianto e che per sopraggiunti vincoli di natura ambientale non consentono l'integrale ricostruzione.

Tra i temi che emergono dalla consultazione nelle risposte a più quesiti, c'è la richiesta degli operatori di tenere in considerazione per la definizione di tutte tempistiche e dei relativi eventuali oneri a carico dell'operatore, gli effettivi tempi di connessione degli impianti e di ottenimento dei titoli autorizzativi.

Infine, ulteriore tema ricorrente è quello dei *Power Purchase Agreement*, poiché molti soggetti ritengono che il meccanismo debba tenere maggiormente in considerazione la loro diffusione, essendo considerati un aiuto allo sviluppo di nuova capacità da fonti energetiche rinnovabili che non genera aggravii per il consumatore elettrico. A questo proposito, vengono effettuate diverse proposte, tra cui una definizione dei prezzi e dei contingenti, considerati troppo corposi, adeguata alla diffusione dei *PPA*. Infatti, per due operatori il modello considerato più compatibile con i *PPA* è quello de-centralizzato. Inoltre, uno di quest'ultimi, evidenzia anche che, a suo avviso, è presente un'incongruenza legata alla prospettata impossibilità di concludere *PPA* con

riferimento all'energia prodotta dalla sezione interessata dal *Cfd*, in quanto in teoria tale disposizione è in contrasto con il principio per il quale l'energia prodotta rimane nella totale disponibilità del produttore.

Specificatamente per i *PPA*, viene anche richiesto di aumentarne la standardizzazione e di introdurre meccanismi per ridurre l'onere e i rischi connessi al sistema delle garanzie.

2. I modelli evolutivi

Per quanto concerne il contesto normativo e la sua evoluzione, la maggior parte dei partecipanti è complessivamente d'accordo con la necessità di un cambiamento e considera in generale valide le logiche alla base del modello centralizzato *asset-based* mentre circa la metà degli stessi ritiene percorribile l'evoluzione verso un modello de-centralizzato con profilo standard. Gli operatori, in particolare quelli con dimensioni ridotte e/o non verticalmente integrati, infatti, non sono considerati da molti, soggetti adatti a definire il mix tecnologico per il raggiungimento degli obiettivi 2030, e capaci di gestire il rischio di volume e di profilo. A questo proposito viene evidenziato come gli operatori sarebbero esposti a una maggiore difficoltà nell'approvazione delle decisioni di investimento e verrebbero costretti, al fine di garantire il profilo standard, a sovrapporre molteplici modelli di *business*, legati anche a progetti diversi. Tra coloro che ritengono percorribile il modello de-centralizzato in linea generale, invece, una certa esposizione ai rischi di prezzo e volume, viene vista positivamente e di supporto sia per la parte contraente sia per il sistema elettrico, a condizione che vi sia uno sviluppo parallelo di adeguata capacità di *storage*. Infatti, molti soggetti concordano con il fatto che il modello è valido ma applicabile successivamente alla creazione di prodotti e piattaforme che lo rendano possibile, come prodotti *time-shifting*, piattaforme di scambio degli attestati di produzione di energia da FER, etc. Un'altra osservazione viene effettuata in merito al profilo standard, alcuni soggetti ritengono auspicabile che sia possibile offrire non solo forme *standard peak-load* o *baseload*, ma anche altre tipologie. Per quanto detto sopra viene altresì proposto, nell'eventualità di introduzione del modello de-centralizzato, l'utilizzo in parallelo dei due modelli.

Inoltre, viene sottolineato da alcuni, come il modello evolutivo in generale possa più propriamente essere valutato a valle della revisione del regolamento sull'*Electricity Market Design* in discussione presso la Commissione Europea, della prevista contestuale definizione di linee guida dell'UE sulla progettazione dei *Cfd* e dell'implementazione effettiva del meccanismo di supporto per le risorse di stoccaggio secondo il decreto legislativo n. 210 del 2021. A questo proposito, alcune grandi imprese del settore energetico ritengono apprezzabile l'elaborazione in due fasi dell'applicazione della proposta e, in particolare un operatore ritiene utile introdurre, progressivamente e in funzione dell'effettiva disponibilità di prodotti di *time-shifting*, una parziale esposizione ai segnali temporali del mercato *spot*, prevedendo che il prezzo di riferimento del *Cfd* non sia calcolato a livello orario ma come media aritmetica o ponderata su un profilo standard di produzione. Infatti, il modello centralizzato *asset-based*, viene considerato transitorio in quanto, in considerazione degli elevati volumi contemplati nel testo in consultazione, nonché di alcune scelte implementative, comporterebbe diversi effetti negativi sullo sviluppo di impianti a fonti rinnovabili associati a iniziative *merchant* o *PPA*. Una rilevante associazione di categoria, ritiene percorribile la soluzione costituita da una piattaforma di contrattazione a medio-lungo termine dedicata all'energia rinnovabile dove si negoziano contratti di energia pluriennali a profili standard coerenti con la domanda e da un nuovo mercato della flessibilità, che, attraverso l'utilizzo di risorse flessibili verdi, consenta alla generazione intermittente di fornire per lo stesso periodo di tempo contrattuale, i profili di energia negoziati nella piattaforma *PPA*. Al fine di accompagnare il passaggio dai meccanismi delle aste FER alla piattaforma *PPA* prospettata, di mantenere in essere le aste *GSE (pay as produced)* e di introdurre un mercato transitorio semi-regolato individuato nel Mercato di Acquisto e Vendita di Energia Rinnovabile MAVER.

Infine, diversi operatori sottolineano che al fine di un equo trattamento è necessario un meccanismo di salvaguardia al *courtainment* di tutti gli impianti compreso quelli già in essere e quelli che non hanno accesso al meccanismo o che non vogliono accedervi.

3. Ammissibilità e metodo e stima della sovvenzione per tonnellata di emissioni di CO₂ equivalente evitate

In merito alle disposizioni previste per gli impianti multi-sezione e i potenziamenti, la maggior parte dei soggetti partecipanti è d'accordo. Alcuni, tuttavia, vorrebbero che fosse lasciata all'operatore la decisione di effettuare o meno, la sottoscrizione di un *PPA* per la sezione che non partecipa al meccanismo. Tra i commenti di coloro che non sono in accordo con le modalità illustrate, emerge la proposta di consentire l'accesso al meccanismo con una quota parte dell'impianto senza la creazione di sottocampi o altre modifiche progettuali che appesantirebbero lo sviluppo delle iniziative e che oltretutto non sono facilmente determinabili nelle fasi iniziali del progetto. Si evidenzia inoltre la presenza di alcune richieste di modifica comuni tra i soggetti che hanno dato una risposta affermativa e quelli che ne hanno data una negativa (ad esempio l'accesso all'incentivo non considerando la potenza dell'impianto ma solamente quella della nuova sezione, l'ampliamento/eliminazione del limite di due anni per l'entrata in esercizio dell'ulteriore sezione, etc.).

Per quanto concerne la stima della CO₂ si rileva un maggiore apprezzamento per il metodo che considera le sole emissioni evitate nella fase di esercizio degli impianti, considerato meno oneroso di quello *LCA*, e per l'utilizzo come parametro per le procedure competitive, del prezzo in termini di €/MWh anziché in termini di €/tCO₂eq evitata. Si evidenzia comunque la linea di pensiero secondo la quale la metodologia *LCA* sia più completa, veritiera e non penalizzante per gli impianti di piccola taglia rispetto a quelli di taglia maggiore.

4. Aspetti generali del meccanismo di supporto e procedure competitive

Per quanto concerne l'accesso diretto, un obiettivo di 5 GW viene ritenuto non soddisfacente dalla maggior parte dei soggetti partecipanti in quanto, secondo quest'ultimi, non tiene in considerazione il significativo contributo attribuito alle soluzioni di piccola/media taglia, previsto sia dalle elaborazioni TERNA (Documento di Descrizione degli Scenari 2022 – *FT55*) sia dalla proposta di aggiornamento del PNIEC inviata a Bruxelles, l'importanza in generale della generazione diffusa, molto utile nella gestione della rete da parte dei *TSO/DSO*, e l'esperienza maturata con il vigente DM 4 luglio 2019 (c.d. FER1), che ha dimostrato che la percentuale di aggiudicazione di impianti di piccola taglia (inferiore a 1 MW) è stata maggiore di quella di impianti di taglia medio-grande.

Per quanto riguarda, invece, l'accesso tramite asta, poco più della metà dei soggetti rispondenti concorda con i contingenti individuati. Tuttavia, congiuntamente alla risposta positiva sono state proposte diverse modifiche (aumento di uno specifico contingente, creazione di nuovo contingente, meccanismi di riallocazione della potenza non assegnata, ridefinizione dei contingenti al fine di favorire lo sviluppo dei *PPA*, etc.). In particolare, per i fotovoltaici la maggior parte dei soggetti auspica contingenti separati tra il fotovoltaico a terra e su tetto, vista la possibilità di evitare la concorrenza tra piccoli impianti e grandi installazioni, e la peculiarità delle due tipologie d'installazione, quale ad esempio il tempo di installazione e i diversi costi per lo sviluppo e la messa in esercizio.

Con riferimento ai requisiti di accesso individuati, si sottolinea un generale apprezzamento dei soggetti, che tuttavia evidenziano alcuni suggerimenti/modifiche che vengono ritenuti necessari. Tra questi troviamo, ad esempio, l'incremento della soglia di potenza per l'accesso diretto, l'aggiunta dei criteri *ESG* per determinare l'accesso, la reintroduzione del requisito specifico che attesti la capacità finanziaria ed economica del soggetto partecipante in relazione all'entità dell'intervento, l'aumento della percentuale applicata per la quantificazione della cauzione provvisoria, e la determinazione della cauzione definitiva tramite la metodologia applicata nelle aste vigenti.

Inoltre, risultano molto apprezzate le logiche alla base della procedura di valutazione accelerata. A conferma di questo, si evidenzia che viene richiesto da alcuni di utilizzarla indipendentemente dalla potenza. Si sottolinea che, un grande impresa del settore, chiede, nella fase dell'istanza definitiva, di evitare l'invio della documentazione già trasmessa al GSE. A questo proposito, i soggetti che non condividono l'esistenza della procedura alternativa, lamentano che la stessa non apporti benefici per gli operatori, non incidendo

effettivamente sui tempi amministrativi di approvazione dei progetti e costringendo l'operatore a effettuare due volte le stesse operazioni di trasmissione. In aggiunta, considerato il mancato rispetto dei termini di legge, diffuso in tutte le amministrazioni precedenti, tale semplificazione potrebbe, secondo alcuni, occupare potenza nel contingente e costituire un problema economico per i soggetti che ne potrebbero avere diritto.

In merito alla restituzione degli incentivi netti fruiti in caso di recesso anticipato dal contratto, è opinione diffusa che la metodologia individuata sia efficace. In particolare, però, viene chiesto o di diminuire la percentuale per la determinazione della penale, ritenuta un limite massimo eccessivo soprattutto per impianti *utility scale*, o di eliminarla nel caso che l'uscita sia dovuta alla sottoscrizione di un *PPA*/avvenga dopo un dato periodo, o di calcolarla come il minimo tra gli incentivi fruiti e un corrispettivo massimo definito in maniera proporzionale in funzione della potenza complessiva dell'impianto e del periodo residuo di contrattualizzazione eventualmente con un *cap* del 20% del costo di investimento *standard* dell'impianto. I soggetti che non considerano percorribile l'approccio, ritengono che ci sarebbero effetti negativi in termini di investimenti, non essendo l'uscita un evento prevedibile e controllabile; pertanto, propongono di eliminare la penale e/o di pubblicare un algoritmo che ne renda nota la determinazione, oppure, in continuità con il passato, la totale restituzione degli incentivi netti fruiti.

Si rileva una generale approvazione per l'introduzione di cauzioni al fine di dissuadere condotte in grado di generare ritardi ovvero la mancata realizzazione dei progetti. In merito, alcuni soggetti effettuano proposte integrative, tra cui l'aumento/diminuzione della percentuale per la definizione della cauzione, l'utilizzo della metodologia applicata nelle aste vigenti, l'impiego di cauzioni nella forma di fideiussione bancaria o il ricorso a forme di garanzie a condizioni agevolate garantite dallo Stato, la definizione delle cauzioni in funzione della potenza nominale dell'impianto e la condivisione/assegnazione dell'onere della cauzione alla PA nel caso di ritardo nei processi autorizzativi a essa imputabili.

In merito alla definizione dei coefficienti e dei contingenti si rileva un generale apprezzamento, accompagnato da una serie di commenti relativi alla necessità, avvertita dagli operatori, di conoscere con tempistiche adeguate le procedure d'asta, i coefficienti e i criteri di selezione, così come alla necessità di prediligere specifiche categorie d'intervento, di raggiungere gli obiettivi 2030 e di non ostacolare lo sviluppo dei *PPA*. Inoltre, due operatori evidenziano come sia corretto per la definizione dei coefficienti ampliare la platea e dare un ruolo di *leadership* al Governo.

Infine, in relazione all'aggiornamento annuale dei coefficienti e dei contingenti, si sottolinea che viene percepito dalla maggior parte dei soggetti come non adeguato in quanto, viste le tempistiche di realizzazione delle iniziative, non costituirebbe un segnale utile per gli operatori di mercato. A questo proposito una grande azienda del settore sottolinea come le informazioni debbano essere rese note compatibilmente con le caratteristiche del mercato e i tempi di *execution/time to market* degli investimenti. In particolare, in merito ai coefficienti la maggior parte degli operatori chiede una riduzione della frequenza di aggiornamento, mentre per i contingenti vengono effettuate diverse proposte, la diminuzione/l'innalzamento della frequenza, il contenimento entro margini che evitino eccessiva incertezza sul mercato della variabilità dei contingenti, così come dei coefficienti, e la necessità di evitare revisioni al ribasso che potrebbero compromettere gli investimenti già pianificati.

5. Criteri di selezione dei progetti e tempi di realizzazione delle iniziative

Con riferimento al criterio di priorità basato sulla massima riduzione offerta rispetto al prezzo di esercizio in esito alle procedure competitive, determinato tramite i coefficienti, si evidenzia che la maggior parte dei soggetti partecipanti concorda. Tuttavia, da alcuni operatori viene proposto, tenendo conto delle tempistiche autorizzative e della pianificazione finanziaria degli investimenti che necessitano di una programmazione adeguata, di non applicare i coefficienti alle offerte presentate nelle prime procedure d'asta ma di prevedere una loro introduzione graduale. Uno dei soggetti che esprime parere negativo evidenzia come l'applicazione di coefficienti sul prezzo offerto è una novità che potrebbe aggiungere ulteriori elementi di incertezza per gli investitori.

Inoltre, si sottolinea che la maggior parte dei soggetti condivide in generale i criteri di priorità stabiliti. I soggetti totalmente contrari, invece, sostengono che gli stessi non siano utilizzabili poiché introducono esiti troppo imprevedibili per gli operatori e oltretutto in quanto non tengono conto delle reali esigenze del sistema, sottolineando ad esempio che gli accumuli più utili sono quelli posti nei punti strategici della rete e non in corrispondenza degli impianti o che i contratti PPA non apportano un “valore” superiore al sistema rispetto ad una vendita diretta.

Con riferimento ai tempi massimi individuati per la realizzazione degli interventi, la consultazione ha evidenziato un forte distacco con le aspettative degli operatori. Per quanto detto diversi soggetti propongono per una o più fonti l’innalzamento dei tempi previsti, chiedendo di tenere in considerazione parametri quali, la potenza e/o la tipologia d’intervento, l’ottenimento dei titoli autorizzativi, i tempi di realizzazione della connessione e quelli dovuti agli approvvigionamenti, che sottolineano, potrebbero oltretutto determinare un aumento dei costi, visto anche i meccanismi incentivanti.

In merito alle previsioni individuate nel caso di mancato rispetto dei termini da parte dell’operatore, al fine di dissuadere comportamenti opportunistici, la maggior parte dei soggetti risulta d’accordo. Tuttavia, alcuni chiedono una rimodulazione delle tempistiche previste al rialzo, della riduzione del prezzo di esercizio vigente in caso di riammissione al ribasso, e della decurtazione del prezzo di aggiudicazione, sia al fine di evitare di mettere a repentaglio la tenuta economica e finanziaria del progetto, sia a causa dei tempi attuali di approvvigionamento di componenti che risultano critici. Per tale decurtazione è stato anche proposto di prevedere *decalage* progressivi o la totale eliminazione così come richiesto per la riscossione del 30% della cauzione nel caso di rinuncia entro dodici mesi.

6. Tempistiche e parametri di assegnazione

In merito alla tempistica prevista per la comunicazione della data d’entrata in esercizio dell’impianto, la maggior parte dei soggetti partecipanti ritiene che sia esigua e ne chiede l’innalzamento, proponendo valori che vanno da ulteriori 60 giorni a 12 mesi, a sostegno di tale istanza richiamano l’ingente mole di documentazione necessaria per la richiesta d’accesso da trasmettere al GSE. A questo proposito, inoltre, due grandi imprese operanti nel settore energetico auspicano che vengano mantenute in vigore le attuali disposizioni, comprensive dell’istituto della data d’entrata in esercizio commerciale che oltretutto potrebbe aiutare lo sviluppo dei PPA a breve/medio termine. Inoltre, viene fatto presente da un soggetto, che tale disposizione potrebbe compromettere la bancabilità dell’investimento.

In relazione alla scelta del riferimento per il prezzo, la maggior parte dei soggetti ritiene preferibile l’utilizzo del prezzo del Mercato del Giorno Prima in quanto visto come cautelativo nei confronti dei produttori e del mercato e in quanto caratterizzato da complessità e incertezza inferiore rispetto ad altre soluzioni. A questo proposito, solo alcuni operatori considerano preferibile adottare una media ponderata dei prezzi MGP sui profili di produzione del portafoglio o la media mensile del prezzo MGP. In particolare, una grande impresa di settore evidenzia l’utilità dell’introduzione graduale del riferimento a prezzi medi o ponderati, che a suo avviso potrà essere utile prevista solo quando le condizioni a contorno (sviluppo di sistemi accumulo, possibilità di gestire gli obblighi contrattuali per portafoglio di produzione, etc..) ne determinino l’utilità congiunta per il Sistema e per gli operatori. A tal riguardo, ritiene che i prodotti di *time-shifting* possano essere resi disponibili non solo mediante lo strumento di approvvigionamento centralizzato di cui all’art. 18 del decreto legislativo n. 210 del 2021, ma anche mediante un mercato dedicato.

In relazione all’opzione di abilitazione alla fornitura di servizi di dispacciamento, la maggior parte dei soggetti non comprende la necessità di obbligare l’operatore rinnovabile non programmabile che stipula un contratto *Cfd* ad abilitarsi alla fornitura dei servizi di dispacciamento, dal momento che la stessa Autorità con la delibera 345/2023/R/eel di approvazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) prevede la facoltà, e non l’obbligo, per le fonti rinnovabili non programmabili di abilitarsi, oltretutto in maniera asimmetrica. In molti, infatti, ritengono che detta abilitazione alla fornitura di tali servizi possa essere prevista come facoltativa, e richiesta in maniera asimmetrica (solo a salire o solo a scendere) in modo da non penalizzare le fonti rinnovabili non programmabili che potrebbero non essere in grado di gestire ordini di dispacciamento a salire. Inoltre, viene evidenziato come tale abilitazione possa costituire una distorsione in quanto le

eventuali offerte in MSD non sarebbero soggette alle stesse logiche di mercato degli altri operatori. Infine, viene fatto presente che aumenterebbero i costi dell'iniziativa e si complicherebbe la loro stima, pertanto, in relazione anche al progressivo aumento della taglia media degli impianti e in attuazione anche delle disposizioni del TICA, che prevedono la connessione in MT di impianti con potenza minore di 6 MW, viene proposto almeno un innalzamento della soglia di 1 MW individuata.

In merito all'utilizzo dell'energia elettrica producibile dall'impianto, in luogo della produzione netta immessa per il riconoscimento dei pagamenti, la maggior parte degli operatori è d'accordo in quanto apprezza la riduzione del rischio volume in capo ai produttori rinnovabili, tuttavia ad avviso di molti si rischia di introdurre una discriminazione in capo agli altri impianti rinnovabili, non contrattualizzati nell'ambito degli strumenti previsti dal DM oggetto di consultazione, nuovi ed esistenti, che sarebbero esclusi da tale agevolazione. Viene evidenziato, inoltre, come i criteri ipotizzati per poter usufruire della "regolazione basata sulla producibilità" in caso di prezzi nulli o negativi, rischiano di comportare impatti distorsivi sul mercato dei servizi in virtù del vincolo di offerta a prezzo zero sul mercato di bilanciamento, tanto più significativi quanto maggiori saranno i volumi in gioco. A questo proposito alcuni operatori chiedono, nei casi in cui il produttore decida di non immettere energia in rete in presenza di prezzi zionali nulli o negativi nel Mercato del Giorno Prima (o MGP), che la regolazione dei pagamenti avvenga nei limiti della differenza tra prezzo di aggiudicazione e il maggior valore tra prezzo di mercato e zero sulla base dell'energia elettrica producibile dall'impianto, a prescindere dalla partecipazione nel Mercato del Bilanciamento. Infine, vista la definizione dell'energia producibile fornita, alcuni soggetti evidenziano la necessità di un coordinamento con i meccanismi esistenti quali quello della mancata produzione eolica (MPE), già oggi ampiamente usato, e con i meccanismi previsti nel nuovo TIDE relativi alla modulazione straordinaria, che entreranno in vigore dal 1° gennaio 2025.

7. Definizione e aggiornamento del prezzo di aggiudicazione e di esercizio

Relativamente alla definizione di un prezzo di esercizio unico, poco più della metà dei soggetti è d'accordo. Viene, infatti, evidenziato sia che per ogni tecnologia vi sono dei costi specifici che spesso differiscono in funzione della taglia e/o della localizzazione degli impianti, sia che il costo di produzione dell'energia (*LCOE*) è prevalentemente determinato dal costo di investimento (*Capex*), che nel comparto delle rinnovabili è caratterizzato da forti economie di scala. A questo proposito una grande azienda operante nel settore ritiene opportuno che il prezzo di riferimento sia collegato al *LCOE* dell'impianto marginale, necessario al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e definito partendo dagli obiettivi di sviluppo della singola tecnologia.

Inoltre, la maggior parte dei soggetti ritiene necessario che venga data trasparenza sui *driver* tecnici ed economici utilizzati per la definizione e l'aggiornamento dei prezzi, e contemporaneamente che gli stessi siano il più possibile aggiornati e aderenti alle dinamiche dei costi delle materie prime e in genere ai costi di produzione delle diverse tecnologie.

Con riferimento all'aggiornamento del prezzo d'aggiudicazione e di esercizio in funzione delle dinamiche inflattive, si sottolinea che la maggior parte degli operatori è d'accordo, tra questi alcuni propongono l'utilizzo di un indice maggiormente rappresentativo dell'effettivo andamento dei costi delle tecnologie rinnovabili rispetto all'indice generico dei prezzi al consumo citato in consultazione (ad esempio quelli utilizzati per procedure d'asta analoghe in altri paesi europei o l'indice dei prezzi alla produzione di beni industriali).

Infine, viene espressa da alcuni operatori, l'opportunità di considerare per il calcolo dell'inflazione la data effettiva di entrata in esercizio dell'impianto in luogo della "data di entrata in esercizio attesa degli impianti", al fine di evitare comportamenti opportunistici degli operatori, e da un soggetto l'occasione di valutare un adeguamento del prezzo di aggiudicazione con un'indicizzazione all'inflazione pari al 100% anche nell'arco temporale della durata del contratto a partire dall'entrata in esercizio, per considerare l'evoluzione di tutte le componenti *Opex* che gravano sulla generazione, ivi inclusi ad esempio, oltre all'*O&M*, costi amministrativi ed eventuali oneri concessori.

Allegato 1 - Dettaglio delle osservazioni alla consultazione

Di seguito si riporta il dettaglio delle principali osservazioni pervenute e proposte formulate.

1. Il contesto normativo e l'evoluzione attesa

Q1. Si condivide la necessità di far evolvere il disegno dei Cfd convenzionali con l'obiettivo di assicurare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al minor costo per il consumatore finale, mediante la promozione di soluzioni di investimento e gestione delle risorse efficienti, nonché di una più corretta allocazione dei rischi tra i diversi attori del sistema?

- Il **90%** degli operatori condivide la proposta e gli obiettivi consultati. Si registra una prevalenza di preferenza per l'attuazione del modello *asset-based*, c'è tuttavia chi ritiene apprezzabile l'attuazione della misura in due fasi, rimandando l'implementazione del modello decentralizzato a un momento di maggiore maturità del mercato ovvero a valle della creazione di prodotti e piattaforme che lo rendano possibile, come prodotti *time-shifting* e piattaforme di scambio dei certificati, e chi ritiene auspicabile che i due modelli vengano avviati in parallelo ora o in futuro.
- Alcuni grandi operatori di mercato e associazioni di categoria ritengono che il meccanismo dovrebbe tenere maggiormente in considerazione lo sviluppo dei *PPA*, contemperando l'esigenza di sviluppo di nuova capacità da FER senza gravare eccessivamente sui costi delle bollette elettriche.
- Diversi soggetti chiedono di disegnare un meccanismo quanto più chiaro e semplice possibile che abbia gradi di flessibilità e preveda un coordinamento tra i diversi attori per le dovute variazioni della regolamentazione nazionale, come ad esempio quella del TIDE. A questo proposito viene fatta presente la necessità di istituire un tavolo con gli operatori per facilitare gli aspetti implementativi.
- Alcuni soggetti ritengono che nella definizione del meccanismo sarebbe opportuno tenere in considerazione gli standard di bancabilità utilizzati dagli istituti finanziari coinvolti su operazioni di finanziamento.

a. Schema di decreto in esame – modello centralizzato asset-based

Q2. Si condividono le logiche alla base del modello centralizzato asset-based?

- Il **92%** degli operatori ritiene percorribile l'utilizzo di un modello centralizzato asset-based.
- Per alcuni operatori è necessario un disegno che preveda premi o fattori di correzione per la costruzione di impianti in zone con minor disponibilità della risorsa rinnovabile o in zone dove è alta la domanda d'energia e che il meccanismo contempli non solo parametri di selezione legati al costo delle tecnologie.
- Viene ritenuto utile prevedere un'esposizione a segnali temporali di prezzo per stimolare i produttori a spostare la produzione nelle ore a maggior "valore" per il Sistema – limitando al tempo stesso l'*overgeneration* – e introdurre, progressivamente e in funzione dell'effettiva disponibilità di prodotti di *time-shifting*, una parziale esposizione ai segnali temporali del mercato spot, prevedendo che il prezzo di riferimento del Cfd non sia calcolato a livello orario ma come media aritmetica o ponderata su un profilo *standard*.
- Una parte dei soggetti non ritiene condivisibile alcune delle criticità segnalate nella consultazione quali quelle per cui l'attuale meccanismo porti ad effettuare manutenzioni indipendentemente dal valore dell'energia.
- Alcuni operatori considerano importante la previsione del rilascio di Garanzie di Origine sulla quota di energia immessa in rete e l'adeguamento dei prezzi di aggiudicazione tenendo conto dell'inflazione registrata nell'arco temporale tra la pubblicazione del Decreto e la data di entrata in esercizio

dell'impianto oltre all'adeguamento del prezzo di aggiudicazione con un'indicizzazione all'inflazione pari al 100% anche nell'arco temporale della durata del contratto, a partire dall'entrata in esercizio, per considerare l'evoluzione di tutte le componenti *Opex* che gravano sulla generazione, ivi inclusi ad esempio, oltre all'*O&M*, costi amministrativi ed eventuali oneri concessori.

- Una grande impresa operante nel settore energetico ritiene utile chiarire ruoli e responsabilità dei soggetti deputati a definire e individuare i driver di localizzazione degli impianti, auspicando che la definizione di tali coefficienti sia assegnata ad un soggetto terzo rispetto a TERNA. In generale, viene messa in evidenza la poca chiarezza rispetto a come verranno definiti e applicati i coefficienti alle offerte degli operatori e il funzionamento dell'algoritmo. Viene chiesto, inoltre, di definire, per permettere migliori e tempestive decisioni degli operatori, lo sviluppo dei coefficienti, l'entità di premi e le penalità almeno un anno prima rispetto all'avvio della procedura competitiva o comunque con anticipo, così da indirizzare le scelte di investimento che necessitano di programmazione adeguata, tenendo conto delle tempistiche autorizzative e della pianificazione finanziaria degli investimenti. Per le stesse ragioni, l'aggiornamento annuale non è auspicabile. Su questo tema, è formulata la richiesta di istituzione di un tavolo con gli operatori.
- Riguardo alle proposte sull'applicazione dei coefficienti e dei premi, si evidenziano quella di non applicare alcun coefficiente di riduzione dell'offerta per gli impianti dotati di un sistema di accumulo, in quanto in grado di dare profili di generazione diversi o di prevedere delle premialità in tali casi, e quella di prevedere delle primialità per gli impianti eolici considerando la maggiore difficoltà di reperimento dei siti con disponibilità di risorsa primaria.
- Un'associazione di categoria evidenzia come, sebbene il biogas non sia ricompreso tra le tecnologie ammissibili, la sua flessibilità e programmabilità potrebbero essere utilizzate per le finalità generali del meccanismo.
- Un'associazione di categoria ritiene necessario, a prescindere dal meccanismo di incentivazione *Cfd*, la costituzione di una piattaforma di contrattazione a medio-lungo termine - Piattaforma *PPA* - dedicata all'energia rinnovabile dove si negoziano contratti di energia pluriennali a profili standard coerenti con la domanda e di un nuovo mercato della flessibilità (*time-shifting*), che, attraverso l'utilizzo di risorse flessibili quali batterie e idroelettrico, consenta alla generazione intermittente di fornire per lo stesso periodo di tempo contrattuale, i profili di energia negoziati nella Piattaforma *PPA*. Al fine di accompagnare il passaggio dai meccanismi delle aste FER alla Piattaforma *PPA* prospettata, propone di mantenere in essere le aste e di introdurre un mercato transitorio semi-regolato individuato nel Mercato di Acquisto e Vendita di Energia Rinnovabile.
- Con riferimento alla proposta di riconoscimento dell'incentivo in relazione all'energia producibile in luogo di quella immessa, è stata evidenziata la necessità di un coordinamento con i meccanismi esistenti, quali quello della mancata produzione eolica, e quelli relativi alla modulazione straordinaria, contenuti nel nuovo Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE), che entreranno in vigore dal 1° gennaio 2025.
- Alcuni operatori ritengono che l'evoluzione prospettata del meccanismo potrebbe non essere compatibile con le tempistiche dei processi autorizzativi degli impianti.
- Per quanto concerne l'obbligo di fornitura dei servizi di dispacciamento, lo stesso non viene ritenuto condivisibile in quanto esporrebbe al rischio di incrementare l'*LCOE* delle iniziative nonché di generare effetti distorsivi sul mercato dei servizi. È ritenuto pertanto, opportuno limitare eventualmente l'applicazione di tale obbligo.
- Alcuni produttori ed associazioni di categoria ritengono fondamentale una corretta valutazione della base d'asta al fine di garantire un'effettiva partecipazione e competizione nell'ambito delle procedure che tenga conto, in particolare, anche dei costi connessi all'eventuale obbligo di abilitazione alla fornitura dei servizi di dispacciamento.

b. Evoluzione dei *Cfd* – modello de-centralizzato con profilo standard

Q3. Si ritiene condivisibile l'assunto per cui gli operatori privati rappresentino i soggetti in grado di gestire in modo più efficiente il rischio relativo alla combinazione di tecnologie da realizzare date le esigenze del Sistema?

- Il **52%** dei soggetti che ha fornito un riscontro non è d'accordo. Per la maggior parte dei soggetti che hanno espresso parere negativo, verrebbe meno la spinta a realizzare il mix tecnologico definito dal PNIEC e ci sarebbe la possibilità d'incidere negativamente sulla pianificazione di TERNA. A questo proposito vengono evidenziate le problematiche rilevate in merito agli iter autorizzativi che rischiano, nel caso di tale modello, ancor più di ostacolare gli investimenti atti a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione.
- Alcuni ritengono che il produttore e diversi operatori di settore, in particolare quelli con dimensioni ridotte, non siano dotati della sensibilità e del *know-how* necessario alla mitigazione dei rischi di dispacciamento e di prezzo. Viene evidenziato come gli operatori verrebbero costretti a sovrapporre molteplici modelli di *business*, legati a progetti diversi, e il risultato causerebbe una maggiore difficoltà nell'approvazione delle decisioni di investimento. Per quanto detto sopra viene proposto, nell'eventualità di introduzione del modello de-centralizzato, di mantenere entrambi i modelli.
- Tra coloro che ritengono capace il soggetto privato di decidere il mix tecnologico, si auspica una collaborazione con gli enti territoriali che meglio conoscono le caratteristiche e le potenzialità del territorio e un supporto nella diffusione dei sistemi di accumulo in ottica *time-shifting* e/o di piattaforme di scambio di certificati FER a supporto degli operatori.
- Per alcuni soggetti la scelta è percorribile, invece, qualora vengano messi a disposizione dell'operatore privato tutti gli strumenti quali profili di fabbisogni energetico, curve di carico, sistemi di accumulo, sviluppo della rete, sviluppi attesi del sistema, un quadro normativo/regolatorio che dia gli strumenti per coprire i rischi, etc. A questo proposito un grosso operatore di settore propone che venga comunque fornito un segnale locazionale in sede di asta o in alternativa che si prevedano sessioni di asta diversificate per zona di mercato. Alcuni operatori propongono, infine, l'introduzione del modello in una seconda fase, in maniera graduale o in parallelo con il sistema centralizzato *asset-based*, in quanto attualmente non si ritengono gli operatori capaci di gestire rischio volume e profilo.

Q4. Si condivide la struttura generale del modello de-centralizzato con profilo standard?

- Il **58%** dei soggetti che ha fornito un riscontro ritiene plausibile il modello de-centralizzato.
- In linea generale molti soggetti ritengono che tale modello fornirebbe una certa esposizione ai rischi di prezzo e volume che può risultare di supporto sia per la parte contraente che per il sistema elettrico, a condizione che vi sia uno sviluppo parallelo di adeguata capacità di *storage* elettrochimico o di accumulo. Tuttavia, emerge la necessità di maggiori chiarimenti e un maggior livello di dettaglio su profili, certificati, prodotti di *time-shifting* (volumi, durata, prezzo, modalità di allocazione) nonché sul meccanismo nel caso in cui i certificati non siano assegnati sulla base dell'immissione effettiva.
- Per quanto detto sopra viene proposto, nell'eventualità di introduzione del modello de-centralizzato, di mantenere entrambi i modelli.
- In alternativa al modello proposto, si suggerisce l'adozione di un meccanismo incentivante per l'accoppiamento delle FER non programmabili con sistemi di accumulo di energia.
- Infine, non tutti gli operatori, e in particolare quelli con dimensioni ridotte, ritengono di non essere in grado di far fronte ai rischi di dispacciamento e di prezzo. Seppure il modello risulti fattibile, nel caso di piccoli/medi produttori, viene ritenuto preferibile il modello centralizzato che consentirebbe a questi ultimi di partecipare autonomamente e non di doversi affidare ad intermediari con specifico *know-how*. A questo proposito si propone di prevedere già un utente del dispacciamento aggregatore che possa partecipare direttamente alle aste e gestire diversi impianti.

2. Schema di decreto per l'ammissione al meccanismo di supporto di impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato

a. Ammissibilità e metodo e stima della sovvenzione per tonnellata di emissioni di CO₂ equivalente evitate

Q5. Si condividono le disposizioni previste per i potenziamenti e gli impianti multi-sezione?

- Il **75%** dei soggetti ha fornito un riscontro positivo nel merito.
- Apprezzata la possibilità di partecipare al meccanismo solo con una quota parte di impianto, in modo tale da tenere una parte per un'eventuale partecipazione al modello de-centralizzato con profilo standard o per permettere al produttore di siglare *PPA* o agire a mercato in modalità *merchant*,
- L'operatore dovrebbe essere libero di decidere di effettuare o meno la sottoscrizione di un *PPA* per la sezione che non partecipa al meccanismo, ciò in coerenza con il principio per cui l'energia prodotta rimane nella totale disponibilità del produttore, nonché con la previsione di un criterio di priorità connesso alla sottoscrizione di *PPA*.
- Con riguardo agli impianti idroelettrici, si ritiene possibile la nascita di nuove sezioni solamene nel caso in cui vengano superati/rimossi vincoli territoriali imposti dagli enti locali, viene chiesto di prevedere l'accesso agli incentivi per interventi di ricostruzione e/o potenziamento solo nel caso in cui l'incremento di potenza avvenga tramite efficientamento dell'impianto e senza incremento di prelievo di acqua o allungamento del tratto sotteso, e tutte le opere che incidono con il regime idromorfologico del corso d'acqua e con il suo ecosistema siano adeguate al rispetto della normativa ambientale o sfruttino corsi d'acqua artificiali.
- Non viene ritenuta necessaria la creazione di sezioni specifiche di impianto per la partecipazione all'incentivo per la quota parte di energia non già venduta a termine tramite *PPA*, in quanto secondo alcuni soggetti, appesantisce lo sviluppo delle iniziative. Il suggerimento è, invece, di lasciare che la quota parte venga determinata esprimendo una percentuale da applicare alla produzione.
- Viene chiesto di considerare i potenziamenti sempre ammissibili, in particolare anche se fruiscono di incentivi di qualsiasi natura.
- Viene segnalata l'opportunità di integrare l'elenco degli interventi ammissibili con i rifacimenti parziali, qualificando anche "le integrali ricostruzioni parziali", di inserire anche gli impianti FTV su suolo agricolo e gli impianti a biomassa, e di considerare per gli interventi di rifacimento complessi una incentivazione massima pari a quella delle nuove installazioni su tutta l'energia prodotta adottando un principio di proporzionalità rispetto al costo di investimento sostenuto o considerarli nel contingente delle nuove installazioni.
- Si segnala la richiesta di considerare non la potenza dell'impianto ma quella della nuova sezione ai fini dell'accesso all'incentivo.

Q6. Si condivide la metodologia descritta applicabile per la stima della sovvenzione per tonnellata di Co₂ equivalente evitate?

- L'**84%** dei soggetti ritiene corretto continuare a utilizzare come parametro per le procedure competitive il prezzo in termini di €/MWh anziché in termini di €/tCO₂eq evitata, in continuità con i precedenti provvedimenti. Tra i pareri negativi sul tema si segnala l'osservazione secondo la quale tale metodologia non tiene conto dei profili di generazione durante l'anno della specifica tecnologia e dell'*overgeneration*, fattori che influiscono sul valore in termini di decarbonizzazione. Viene portato ad esempio, il caso di un

impianto fotovoltaico la cui produzione avviene solamente di giorno in condizione di *overgeneration*, e viene sottolineato come lo stesso debba servirsi di un accumulo per poter permettere il consumo di notte dell'energia prodotta, comportando così sia una perdita energetica nella operazione di carica e scarica sia un impatto ambientale legato alla filiera del componente.

Q7. Nell'ambito della metodologia descritta si ritiene preferibile riferirsi solo alle emissioni evitate in fase di esercizio degli impianti ovvero si ritiene necessario un approccio LCA che considera l'intero ciclo di vita delle fonti e tecnologie energetiche?

- Con riguardo alla metodologia di calcolo dell'incentivo in termini di CO2 equivalente evitata, il **55%** dei soggetti che ha fornito un riscontro, ritiene percorribile il metodo che considera le sole emissioni evitate in fase di esercizio degli impianti. Tra i pareri proposti nel merito, si evidenzia sia l'osservazione secondo la quale il riferirsi solo alle emissioni evitate in fase di esercizio penalizzi gli impianti di piccola taglia sia quella secondo la quale la metodologia LCA permette una misura trasparente e completa che tiene in considerazione l'intero ciclo di vita dello specifico impianto e la relativa filiera.

b. Uso e ambito di applicazione proposti delle procedure di gara competitive ed eventuali eccezioni

i. Aspetti generali del meccanismo di supporto

Q8. Si condivide e si ritiene congruo un obiettivo di potenza di 5 GW nei 5 anni di applicazione per impianti in accesso diretto? In alternativa, si è in possesso di elementi (pipeline di progetti, autorizzazioni in corso, etc.) che consentano di stimare diversamente tale obiettivo

- Il **66%** dei soggetti che hanno fornito una risposta ritiene che l'obiettivo non sia corretto e la maggior parte che sia basso.
- Tra le segnalazioni rilevanti, diversi soggetti ritengono che l'obiettivo sia sottostimato se confrontato con il significativo contributo attribuito alle soluzioni di piccola/media taglia previste sia dalle elaborazioni TERNA (Documento di Descrizione degli Scenari 2022 – FT55) sia dalla proposta di aggiornamento del PNIEC inviata a Bruxelles e per alcuni anche in considerazione dei dati storici di installato, sempre messi a disposizione da Terna, e delle semplificazioni previste per la realizzazione di impianti fotovoltaici, mentre altri ritengono che non debba essere assegnato un contingente dedicato agli impianti con potenza inferiore al MW.
- In generale, viene ritenuto opportuno prevedere un incremento della soglia di potenza per l'accesso diretto.

Q9. Si condivide e si ritiene congrua la stima dei contingenti per l'accesso per il tramite di procedure competitive? In alternativa, si è in possesso di elementi (pipeline di progetti, autorizzazioni in corso, etc.) che consentano di stimare diversamente tale obiettivo?

- Poco più della metà (**53%**) dei soggetti condivide in generale la proposta.
- Alcuni operatori sono in generale d'accordo, ma ritengono opportuno effettuare delle modifiche. In particolare è stato proposto di aumentare il contingente dell'idroelettrico e dell'eolico, di considerare un contingente dedicato per rifacimenti e/o ricostruzioni per impianti eolici, di considerare contingenti separati anche per impianti sotto il MW e dedicati per il FTV *floating*, di creare un contingente dedicato al *repowering* senza penalizzazioni di tariffa, di aumentare quello del fotovoltaico ritenuto restrittivo in considerazione della prevista disponibilità delle aree idonee per gli impianti a terra, di prevedere un

contingente separato per l'eolico *onshore* e meccanismi di riallocazione e redistribuzione della potenza, al fine di massimizzare la realizzazione degli impianti e assicurare la differenziazione delle fonti.

- Inoltre viene richiesta la definizione annuale dei contingentati, di considerare, nella stima dei contingentati, tutti gli impianti in corso di autorizzazione a livello nazionale, regionale/provinciale e comunale o con una richiesta di connessione, di ripartire i contingentati fra procedure competitive e piccoli impianti in funzione delle "aree idonee" individuate, di rivedere i contingentati stessi nel corso dell'attuazione del meccanismo, tenendo anche in considerazione il deperimento degli impianti già in essere, di prevedere specifici contingentati per lo sviluppo delle c.d. "rinnovabili innovative" come ad esempio il fotovoltaico galleggiante,
- Alcuni operatori invece, propongono di rivedere tutti i contingentati al ribasso in considerazione di un corretto sviluppo dei PPA.

Q10. Con riferimento agli impianti solari fotovoltaici si condivide l'individuazione di un unico contingente oppure si ritiene opportuno separare il fotovoltaico a terra da quello su tetto in virtù dei costi e delle specificità delle due soluzioni?

- Circa l'**80%** dei soggetti ritiene che si debbano implementare contingentati separati.
- È più corretto suddividere il contingente in "fotovoltaico a terra" e "fotovoltaico su tetto" a causa delle peculiarità delle due tipologie d'installazione, quale, ad esempio, il tempo di installazione e dei diversi costi per lo sviluppo e la messa in esercizio, oltre che per evitare la concorrenza tra piccoli impianti e grandi installazioni.
- Viene proposto di considerare specifici contingentati per gli impianti agrivoltaici e, in generale, possibili installazioni a terra o su manufatti tipici delle aziende agricole come vasche di allevamento pesci/di coltivazioni di vegetali/di raccolta acque/ di raccolta liquami/ecc. nonché un contingente dedicato agli impianti con almeno il 50% autoconsumo o contingentati più specifici per impianti fotovoltaici in aree industriali, cave ripristinate, discariche, in aree idonee e per gli impianti flottanti.
- Viene suggerita l'opportunità di considerare contingentati separati in funzione della potenza d'installazione.
- Chi condivide l'individuazione di un unico contingente, suggerisce la definizione di criteri di priorità per impianti con elevati valori di autoconsumo o appartenenti a CER, nonché per impianti installati al nord rispetto a quelli ubicati al sud, sia per la vicinanza ai consumi sia per una più equa ripartizione e dislocazione degli impatti sui territori, oppure la definizione di premi per coprire i maggiori costi delle tipologie d'installazione diverse dagli impianti a terra, o la creazione di un contingente dedicato all'agrivoltaico.

Q11. Si condividono i requisiti di accesso individuati?

- Il **97%** dei soggetti condivide in generale i requisiti di accesso individuati, evidenziando nella maggior parte dei casi alcuni suggerimenti/modifiche quali proposte integrative o di parziale revisione.
- Considerare l'ammissibilità in possesso della valutazione positiva di verifica di assoggettabilità alla VIA..
- Contemplare l'accesso alle procedure competitive solamente per impianti con titolo abilitativo alla costruzione e all'esercizio, tenuto conto dei tempi che intercorrono fra la VIA e il perfezionamento dell'AU e del conseguente rischio di bloccare fondi per tempi indefiniti.
- Riportare il valore della cauzione provvisoria dal 20% al 50% della cauzione definitiva e, per la definizione dell'importo della cauzione definitiva, utilizzare la metodologia applicata nell'ambito degli attuali meccanismi di incentivazione.

- Reintrodurre il requisito specifico che attesti la capacità finanziaria ed economica del soggetto partecipante in relazione all'entità dell'intervento.
- Prevedere una deroga alla prescrizione di avvio dei lavori a seguito dell'ammissione in graduatoria per gli impianti che sono risultati idonei, ma che sono stati iscritti in posizione non utile nei registri e nelle graduatorie delle aste del DM 4 luglio 2019, sempreché entrino in esercizio successivamente all'ammissione in posizione utile nelle graduatorie redatte ai sensi del futuro decreto FERX. Valutare, in proposito, l'ammissibilità dell'avvio dei lavori prima della pubblicazione della procedura d'asta e in considerazione del significativo aumento dei tassi di interesse e dell'effetto dell'inflazione, la possibilità per l'operatore di progetti non più realizzabili con l'attuale decreto FER, di trasferimento del progetto, che non è già connesso, al nuovo schema di supporto, senza oneri.
- Considerare anche criteri *ESG* per determinare l'accesso, tenendo anche conto del conseguente aumento dei costi nella definizione delle tariffe incentivanti.
- Prevedere anche l'accesso per impianti su suolo agricolo.

Q12. Si condividono le logiche alla base della procedura di valutazione accelerata per i progetti di grandi dimensioni? Si ritiene che essa debba riportare altro oltre quanto già previsto?

- La maggior parte (**70%**) dei soggetti condivide le logiche alla base della procedura di valutazione accelerata.
- Viene auspicata la possibilità, in questo caso, di prevedere che l'inizio lavori sia anticipato rispetto alla pubblicazione della graduatoria e rispetto alla iscrizione al bando, oltre a quella di includere i progetti con titoli autorizzativi semplificati.
- Si evidenzia la richiesta di maggiori dettagli sulla procedura. In particolare, con riferimento alla "documentazione presentata con l'istanza definitiva" nella valutazione del GSE, la stessa sembra comportare una duplicazione della presentazione di documenti già in possesso del GSE stesso.
- Si evidenzia la richiesta di assicurare il rispetto delle tempistiche da parte del GSE.
- Alcuni non ritengono che la procedura apporti benefici per gli operatori, non incidendo effettivamente sui tempi amministrativi di approvazione dei progetti e un operatore che tale procedura sia penalizzante nei confronti degli impianti che sono stati già autorizzati.

Q13. Si condivide l'approccio proposto per superare la totale restituzione degli incentivi netti fruiti in caso di recesso anticipato dal contratto?

- La maggior parte (**63%**) dei soggetti condivide l'approccio proposto.
- Viene richiesta maggiore chiarezza in merito alla portata delle penali previste e al loro calcolo.
- Viene suggerito di diminuire la percentuale del 20% del costo di investimento standard dell'impianto in quanto ritenuto un limite massimo eccessivo, soprattutto per impianti *utility scale* e di prevedere che la penalizzazione sia valutata in relazione al tempo rimanente nel contratto e ai potenziali vantaggi futuri.
- Non si ritiene debbano essere previste penali nel caso in cui il recesso anticipato sia successivo a un dato periodo di tempo, ad esempio 5 anni d'incentivo.
- Nel caso in cui il recesso anticipato sia dovuto alla volontà di sottoscrivere *PPA*, si propone di non penalizzare l'operatore.
- La restituzione potrebbe essere calcolata come il minimo tra gli incentivi fruiti e un corrispettivo massimo definito in maniera proporzionale in funzione della potenza dell'impianto e del periodo residuo di contrattualizzazione ma comunque non superiore al 20% del costo di investimento standard

dell'impianto oppure quale valore inferiore tra gli incentivi netti fruiti e una quota percentuale del costo di investimento standard dell'impianto, il cui metodo di valorizzazione necessiterebbe di ulteriori approfondimenti da condividere con gli *stakeholder*.

- Vengono segnalati effetti negativi derivanti dall'attuazione della proposta in termini di investimenti non essendo l'uscita un evento prevedibile, pertanto, la proposta è di eliminare la penale e/o di pubblicare un algoritmo per la determinazione della stessa.

ii. Caratteristiche specifiche delle procedure competitive

Q14. Si condivide l'introduzione di cauzioni al fine di dissuadere condotte in grado di generare ritardi ovvero la mancata realizzazione dei progetti?

- La maggior parte (**94%**) dei soggetti condivide l'introduzione di cauzioni al fine di dissuadere condotte in grado di generare ritardi ovvero la mancata realizzazione dei progetti.
- Vengono proposte revisioni in aumento delle cauzioni previste, fino ad almeno il 50%, e anche in diminuzione, per esempio del 20%.
- Viene proposto di continuare a utilizzare la metodologia applicata nelle aste vigenti, aggiornando il valore del costo di investimento previsto per la realizzazione dell'impianto. Alcuni soggetti chiedono di fornire maggiori dettagli riguardo l'ammontare della cauzione definitiva o la metodologia di calcolo che verrà utilizzata.
- Si propone la definizione di cauzioni nella forma di fideiussione bancaria da primario istituto di credito, che dovrebbe essere mantenuta per tutta la durata del contratto con il GSE e destinata a coprire l'eventuale clausola penale da rinuncia all'incentivo e l'introduzione di ricorso a forme di garanzie a condizioni agevolate garantite dallo Stato.
- La cauzione dovrebbe essere individuata in funzione della potenza dell'impianto così come definita da norma CEI 0-16 e norma CEI 0-21 al fine di rispettare un principio di proporzionalità.
- Tra i pareri negativi emerge la non condivisione della proposta dovuta al fatto che si attribuiscono i ritardi nella realizzazione dei progetti non al proponente ma a ritardi nelle procedure autorizzative. Pertanto, nel caso in cui si ritenesse necessaria l'introduzione di una cauzione per ritardi ovvero per mancata realizzazione dei progetti, viene proposta una cauzione condivisa tra i vari soggetti coinvolti.
- Per molti occorrerebbe anche considerare ingiustificate latenze da parte della Pubblica Amministrazione, prevedendo un indennizzo/pagamento diretto dalla PA o l'esclusione del periodo imputabile alla PA dal conteggio per l'escussione della cauzione. A questo proposito, alcuni soggetti ritengono giusto considerare i ritardi delle pubbliche amministrazioni nei processi autorizzativi ed anche tenere in considerazione che vi è già una riduzione del prezzo di esercizio per ogni mese di ritardo.

Q15. Si condividono le logiche alla base della definizione dei contingentati e dei coefficienti individuate al fine di garantire la disponibilità nei diversi periodi futuri di predefinite quantità energia da fonte rinnovabile in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione e con l'esigenza di garantire la sicurezza del sistema elettrico al minor costo per il consumatore finale? Si ritiene opportuno individuare ulteriori parametri alla base dell'analisi?

- La maggior parte (**97%**) dei soggetti condivide le logiche alla base della definizione dei contingentati e dei coefficienti.
- Devono essere valorizzati i benefici delle integrali ricostruzioni, dei potenziamenti, dei rifacimenti e degli impianti situati nel Nord Italia caratterizzati da *LCOE* elevati ma anche dalla vicinanza ai maggiori centri di consumo.

- I coefficienti locazionali devono essere resi noti in anticipo, anche 2 anni prima dell'avvio delle procedure così come i criteri di selezione, identificandoli in modo chiaro, oggettivo e utile a tenere in considerazione l'effettiva disponibilità della risorsa rinnovabile e permettendo agli investitori di essere più efficaci e consapevoli nelle scelte di investimento.
- Il criterio di utilizzo del numero di richieste di autorizzazione, alla luce della concentrazione delle richieste nelle regioni ad alta penetrazione di FER e dove la gestione del bilanciamento domanda offerta è già problematica, dovrebbe essere impiegato come criterio negativo, altrimenti, sarebbe da eliminare.
- In merito ai volumi di accumulo necessari, viene sottolineato che dovrebbero essere una conseguenza delle installazioni in zone in cui lo squilibrio tra domanda e offerta è alto. I contingenti allocati nelle varie zone dovrebbero minimizzare la necessità di accumuli il cui costo graverà sugli utenti finali.
- Affinché i coefficienti assolvano compiutamente alla funzione di premialità per i progetti più efficaci e utili per il sistema, essi non possono costituire un mero criterio di preferenza a parità di prezzo offerto, ma devono tradursi in un incremento concreto della tariffa aggiudicata, pena il fallimento del meccanismo soprattutto in termini di equa distribuzione degli impianti sul territorio. La differenza di disponibilità della fonte rinnovabile tra le diverse zone del Paese renderà economicamente insostenibile la realizzazione di impianti nelle regioni meno dotate se non vengono previsti incrementi della tariffa rispetto al valore aggiudicato.

Q16. Si condivide la previsione di un aggiornamento annuale di contingenti e coefficienti sulla base della variazione dei parametri individuati?

- La maggior parte (**91%**) dei soggetti condivide le logiche di aggiornamento dei contingenti e dei coefficienti.
- Prevedere più sessioni d'asta l'anno e uno stretto legame tra la definizione dei contingenti e gli obiettivi 2030.
- Introdurre un parametro che tenga conto dei progetti autorizzati rispetto agli obiettivi.
- Considerare, come alternativa, quella di rimanere nel sistema di prezzi attuale per i mercati dell'energia che risulta efficiente nell'inviare segnali locazionali, per il quale si evidenzia comunque che potrebbe verificarsi una concentrazione di progetti in determinate Regioni, con il rischio di sovraffollamento e conseguente perdita di remuneratività per gli impianti esistenti.
- La stima delle previsioni non dovrebbe essere affidata a TERNA, ma al Governo, eventualmente insieme all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- Rispetto alle tempistiche di aggiornamento dei coefficienti, la progressione deve essere stabilita in sede di decreto ed essere coerente con quanto previsto dalla bozza di DM "aree idonee", diversamente perderebbero di significato gli obiettivi regionali, inoltre, considerando che i tempi di autorizzazione degli impianti utility scale sono mediamente superiori all'anno, un aggiornamento annuale non viene considerato come un corretto segnale per gli operatori di mercato. In particolare, viene chiesto quanto segue:
 - l'introduzione graduale dei coefficienti e contestualmente un loro aggiornamento biennale/triennale;
 - di predisporre un aggiornamento biennale o superiore;
 - di chiarire le modalità di ottenimento ed eventualmente di inserire nelle stesse come criterio i progetti già autorizzati;
 - d'indicare i contingenti già nel decreto, in particolare per gli impianti che accedono a finanziamenti con istituti di credito, per i quali si chiedono specifici calendari;
 - di tenere in considerazione la necessità di sviluppo dei PPA;

- di predisporre un aggiornamento trimestrale per un contingente dedicato a impianti FTV con smaltimento d'amianto;
 - d'aumentare la frequenza d'aggiornamento dei contingenti, predisponendo una cadenza multi-annuale sia per cogliere la velocità con la quale il settore si evolve sia per verificare la compatibilità con i PPA;
 - di prevedere tempistiche di visibilità "ex ante" sull'aggiornamento dei contingenti coerenti e compatibili con le caratteristiche del mercato e con i tempi di time to market degli investimenti e la definizione in esito a un adeguato processo di consultazione degli stakeholder. A questo proposito viene evidenziato come siano necessarie più procedure l'anno per evitare che un produttore debba attendere per l'entrata in esercizio.
- Viene suggerito di contenere l'aggiornamento dei contingenti di potenza e dei coefficienti entro margini non superiori al 5-10%, onde evitare elementi di incertezza sul mercato e revisioni al ribasso che potrebbero compromettere investimenti già pianificati.
 - I contrari all'aggiornamento ritengono che le logiche porterebbero creare instabilità al sistema.

iii. Criteri di selezione dei progetti in esito alle procedure competitive e tempi di realizzazione delle iniziative

Q17. Si condivide la scelta del criterio di priorità basato sulla massima riduzione offerta rispetto al prezzo di esercizio in esito all'applicazione coefficienti?

- Circa il **93%** dei soggetti condivide la previsione di selezione prioritaria delle iniziative in base al maggior ribasso offerto nell'ambito delle procedure ed in esito all'applicazione dei coefficienti. Viene richiesta, tuttavia, la previsione di ulteriori criteri di priorità da considerare in subordine.
- Viene proposto, tenendo conto delle tempistiche autorizzative e della pianificazione finanziaria degli investimenti, di non applicare i coefficienti alle offerte presentate nelle prime procedure d'asta e, per le aste successive, viene richiesta una loro introduzione graduale.
- Viene ritenuto opportuno chiarire la metodologia per l'applicazione dei coefficienti sul prezzo d'aggiudicazione e se tali coefficienti comportino anche una rimodulazione dell'incentivo. A questo proposito, viene chiesto di tenere in considerazione i minori costi di generazione per evitare squilibri del posizionamento in graduatoria di alcuni impianti rispetto ad altri.
- Tra i pareri contrari, si evidenzia l'osservazione per cui l'applicazione di coefficienti sul prezzo offerto è una novità che potrebbe aggiungere ulteriori elementi di incertezza per gli.

Q18. Si condividono i criteri di preferenza proposti?

- Circa il **86%** dei soggetti ritiene che i criteri di preferenza siano corretti, pur suggerendo l'introduzione di ulteriori criteri di priorità quali ad esempio: il possesso di un rating di legalità pari ad almeno due «stellette», la realizzazione di impianti FTV su pensiline/parcheggi, la realizzazione di interventi di *repowering*, di impianti con tecnologia innovativa o anche di impianti ibridi.
- Viene suggerito, inoltre, di introdurre un meccanismo incentivante ad-hoc per gli accumuli, togliendo il relativo criterio di priorità e/o di prevedere una premialità.
- Viene chiesto di specificare al meglio le modalità di utilizzo dei criteri di priorità. A questo proposito, da molti operatori è stato chiesto di chiarire quanto previsto per la sottoscrizione dei contratti PPA.
- Viene chiesto di eliminare il criterio di priorità connesso alla realizzazione degli impianti in aree idonee.
- Si evidenzia l'osservazione secondo la quale i criteri di priorità introducono complicazioni inutili i cui esiti non sono prevedibili per gli operatori e oltretutto non tengono conto delle reali esigenze del Sistema:

gli accumuli più utili sono quelli posti nei punti strategici della rete, i PPA non apportano un “valore” superiore al Sistema rispetto a una vendita diretta, etc.

Q19. Si condividono i tempi massimi individuati per la realizzazione degli interventi?

- Prevale la necessità di una revisione al rialzo delle tempistiche (**83%**). A questo proposito gli operatori evidenziano quanto segue:
 - i tempi dell'eolico sono più lunghi in quanto gravati, oltre alla maggior complessità e dai tempi di esproprio, anche dalla stagionalità dei cantieri; pertanto, vengono proposti 50 mesi per nuove costruzioni e 31 per i rifacimenti;
 - viene ritenuto opportuno considerare almeno sei mesi in più per ogni categoria;
 - è opportuna una differenziazione in base alla potenza;
 - per l'idroelettrico, si ritiene necessario prevedere un incremento almeno a 48 mesi per il termine previsto per i rifacimenti e, sia per i nuovi impianti che per i rifacimenti, un incremento delle durate di 12 mesi in caso di lavori geologici;
 - per il fotovoltaico, viene suggerito un aumento pari a 24 o a 27 mesi e per i rifacimenti pari a 36 o 42 mesi in quanto è necessario considerare sia la fase di costruzione, e i relativi tempi di fornitura dei materiali/componenti, sia la messa in esercizio;
 - occorre includere, tra le cause di forza maggiore, il mancato rispetto dei tempi previsti dal codice di rete da parte dei gestori di rete o comunque considerare i tempi di realizzazione della connessione per la stima delle tempistiche per ogni contingente, e tenere in considerazione i tempi per approvvigionamenti, che potrebbero anche determinare un aumento dei costi;
 - i tempi massimi individuati non sono compatibili con le tempistiche effettive per l'ottenimento dei titoli autorizzativi pertanto, viene suggerito di considerare tempistiche che partano dall'ottenimento dei titoli autorizzativi;
 - considerare, ai fini delle tempistiche, il rifacimento come nuova costruzione o prevedere per lo stesso tempistiche di 40 mesi.
- Infine, si evidenzia la richiesta di chiarimento rispetto agli interventi di rifacimento, e in particolare al fatto che il contingente per il fotovoltaico si riferisca anche ai rifacimenti.

Q20. Si condividono le previsioni individuate nel caso di mancato rispetto dei termini al fine di dissuadere comportamenti opportunistici?

- In grande prevalenza (**84%**), vengono condivise le proposte riportate nel documento per la consultazione.
- Viene condiviso di non dover penalizzare l'operatore nel caso di ritardo nell'entrata in esercizio dovuto a eventi calamitosi o altre cause di forza maggiore, e in generale, a cause non dipendenti da atti o comportamenti imputabili al produttore.
- Per quanto riguarda le previsioni individuate nel caso di mancato rispetto dei termini, al fine di dissuadere comportamenti opportunistici, viene chiesto di aumentare il limite massimo di 9 mesi (anche fino a 18 mesi) per l'applicazione del *decalage*, sia al fine di evitare di mettere a repentaglio la tenuta economica e finanziaria del progetto, in quanto il Produttore ritardatario viene comunque penalizzato sul prezzo di aggiudicazione, sia a causa dei tempi attuali di approvvigionamento dei componenti che risultano critici. In merito a questo, si propone inoltre l'applicazione di *decalage* progressivi o di eliminare la riduzione.
- In caso di riammissione in graduatoria, viene suggerito un dimezzamento della percentuale del 20%.
- Viene evidenziata l'esigenza di tenere in considerazione i rallentamenti delle procedure autorizzative in particolare degli enti locali, mentre in merito alla riscossione del 30% della cauzione nel caso di rinuncia

entro dodici mesi, viene chiesta la non applicazione se tale termine viene rispettato, e inoltre la possibilità di partecipare eventualmente a ulteriori aste.

- Tra i pareri negativi si evidenzia l'esigenza di non introdurre elementi di rigidità ulteriori che scoraggerebbero la partecipazione.

c. Principali parametri del processo di assegnazione degli aiuti

Q21. Si condivide la previsione per cui la mancata comunicazione di entrata in esercizio entro il termine dei 30 giorni comporta la decadenza dal diritto di accesso al meccanismo di supporto?

- Le tempistiche per la presentazione della comunicazione di entrata in esercizio sono ritenute prevalentemente (**76%**) troppo stringenti e penalizzanti. A questo proposito viene evidenziato che il termine di 30 giorni apporterebbe un significativo elemento di incertezza nella bancabilità dell'operazione e vengono proposti un aumento dei tempi (fino a 180 gg per consentire di valutare meglio l'andamento del mercato elettrico di riferimento o a 12 mesi o almeno ulteriori 30/60 giorni vista la mole di documentazione richiesta) o l'applicazione di una decurtazione del periodo complessivo di incentivazione in caso di ritardo.
- Viene ritenuto utile mantenere le attuali disposizioni, ivi inclusa l'entrata in esercizio convenzionale.

Q22. Si concorda con l'applicazione del prezzo del Mercato del Giorno Prima determinato nel periodo rilevante delle transazioni e nella zona di mercato in cui è localizzato l'impianto contrattualizzato, ovvero si preferiscono soluzioni alternative ad es. prezzi di riferimento basati sulla media mensile dei prezzi MGP o ponderati su profili di produzione?

- Circa l'**84%** dei soggetti concorda sull'applicazione del prezzo del MGP determinato nel periodo rilevante delle transazioni e nella zona di mercato in cui è localizzato l'impianto.
- L'utilizzo del prezzo MGP è visto come cautelativo nei confronti dei Produttori in quanto altre soluzioni aggiungerebbero elementi di complessità e incertezza e inoltre eviterebbe possibili distorsioni di mercato.
- Non viene condivisa la possibilità che il GSE apporti unilateralmente modifiche al prezzo di riferimento nell'ambito dei contratti già stipulati con i produttori.
- Viene segnalato come per il modello centralizzato *asset-based* appare ragionevole assumere a riferimento il prezzo zonale orario rappresentativo dei ricavi dell'impianto, mentre nel modello decentralizzato potrebbe essere preferibile adottare una media ponderata dei prezzi MGP sui profili di produzione del portafoglio.
- Viene evidenziata la necessità di un'introduzione graduale del riferimento a prezzi medi o ponderati, che potrà essere prevista solo quando le condizioni a contorno (sviluppo di sistemi accumulo, possibilità di gestire gli obblighi contrattuali per portafoglio di produzione, etc.) ne determinino l'utilità per Sistema e Operatori. Si ritiene che i prodotti di *time-shifting* possano essere resi disponibili non solo mediante lo strumento di approvvigionamento di cui all'art. 18 del decreto legislativo n. 210 del 2021, ma anche mediante un apposito "mercato del *time-shifting*".
- Una minoranza degli operatori valuta più congrua l'applicazione di un prezzo corrispondente alla media mensile del prezzo MGP o un prezzo di riferimento ponderato sui profili di produzione.

Q23. Si concorda con le modalità definite per l'aggiornamento del prezzo di aggiudicazione alla data di entrata in esercizio attesa degli impianti?

- La quasi totalità dei rispondenti (**97%**) è d'accordo con le proposte formulate nel documento di consultazione, proponendo ulteriori affinamenti: per la prima indicizzazione, viene ritenuta opportuna l'identificazione di un indice maggiormente rappresentativo dell'effettivo andamento dei costi delle tecnologie rinnovabili rispetto all'indice generico dei prezzi al consumo citato in consultazione o di un indice riferito in generale ai costi industriali.
- Viene chiesta la definizione dettagliata di "data di entrata in esercizio attesa degli impianti" e viene espressa l'opportunità di considerare, per il calcolo dell'inflazione, la data effettiva e non quella attesa di entrata in esercizio dell'impianto, per evitare comportamenti opportunistici degli operatori oppure di calibrarlo nell'arco temporale del contratto a partire dalla data di entrata in esercizio. Viene evidenziata la necessità di esplicitare puntualmente le voci di costo che concorrono all'indicizzazione parziale dei prezzi di aggiudicazione prevista a partire dalla data di entrata in esercizio effettiva dell'impianto.
- Viene chiesto di valutare l'aggiornamento delle tariffe anche per gli accessi diretti.

Q24. Si concorda con la taglia individuata di 1 MW per consentire l'opzione di abilitazione alla fornitura di servizi di dispacciamento?

- Gli operatori si dichiarano prevalentemente (**67%**) in disaccordo: non viene compresa la necessità di obbligare l'operatore rinnovabile non programmabile che stipula un contratto Cfd ad abilitarsi alla fornitura dei servizi di dispacciamento, dal momento che la stessa Autorità con la delibera 345/2023/R/eel prevede la facoltà, e non l'obbligo.
- Viene fatto presente che andrebbero ad aumentare i costi e a complicarne la stima.
- In relazione al progressivo aumento della taglia media degli impianti e in attuazione anche delle disposizioni del TICA, che prevedono la connessione in MT di impianti con potenza minore di 6 MW, viene ritenuto congruo aumentare la taglia.
- Viene evidenziato che tale abilitazione può costituire una distorsione in quanto le eventuali offerte in MSD non sarebbero soggette alle stesse logiche di mercato degli altri operatori;
- Tra coloro che si dichiarano in accordo, si evidenzia la proposta di prevedere, nella fascia 1-10 MW, che l'obbligo possa essere effettuato secondo logiche di aggregazione e la richiesta di un'attenta valutazione degli ulteriori oneri e della modifica del TIDE.

Q25. Si condividono le proposte volte a mitigare le problematiche relative all'operation dei Cfd convenzionali disincentivando l'offerta della capacità contrattualizzata a prezzi inferiori ai propri costi marginali e ridurre al tempo stesso il rischio volume sostenuto dai titolari della medesima capacità prevedendo in taluni casi che i pagamenti siano riconosciuti sulla base dell'energia elettrica producibile dall'impianto, in luogo della produzione netta immessa?

- Le proposte di misure volte a disincentivare l'offerta della capacità contrattualizzata a prezzi inferiori ai costi marginali e ridurre il rischio volume sostenuto dai titolari degli impianti sono largamente condivise (**91%**).
- Viene segnalato che, pur apprezzando la riduzione del rischio volume in capo ai produttori rinnovabili, la misura rischia di introdurre una discriminazione in capo agli altri impianti rinnovabili (non contrattualizzati nell'ambito degli strumenti previsti dal DM oggetto di consultazione), nuovi ed esistenti, che sarebbero esclusi da tale agevolazione. Viene ritenuto che i criteri ipotizzati per poter usufruire della regolazione basata su "producibilità" in caso di prezzi nulli o negativi, rischi di comportare impatti distorsivi sul mercato dei servizi in virtù del vincolo di offerta a prezzo zero sul mercato di bilanciamento, tanto più significativi quanto maggiori saranno i volumi in gioco.

- Viene ritenuto opportuno che sia data facoltà agli operatori di scegliere le modalità di partecipazione al mercato del dispacciamento: le fonti rinnovabili non programmabili potrebbero non essere in grado di gestire ordini di dispacciamento a salire.
- Nei casi in cui il Produttore decida di non immettere energia in rete in presenza di prezzi zionali nulli o negativi nel MGP, viene chiesto che la regolazione dei pagamenti avvenga nei limiti della differenza tra prezzo di aggiudicazione e il maggior valore tra prezzo di mercato e zero sulla base dell'energia elettrica producibile dall'impianto, a prescindere dalla partecipazione nel Mercato del Bilanciamento.
- Sono richieste chiarezza e trasparenza per le modalità che verranno utilizzate. In particolare, occorre chiarire se ci sia l'obbligo di fermo impianto e definire nel dettaglio cosa si intende per energia producibile.
- Si propone di adottare un *Cfd* a due vie così strutturato: nel caso in cui PMG sia superiore al Prezzo di aggiudicazione si potrebbe prevedere di riconoscere all'operatore di mercato una quota parte dell'*upside* ricavabile dal mercato in quanto questo meccanismo sia renderebbe più appetibile agli operatori la partecipazione alle procedure del GSE e creerebbe maggior competitività nelle procedure ad asta.
- La proposta è condivisibile solamente nel caso in cui non venga affidata la responsabilità del rischio di localizzazione in misura maggiore agli investitori, si sottolinea come eventuali misure di riduzione del rischio di volume finirebbero per continuare a incentivare una localizzazione sub-ottimale.

d. Principali ipotesi su cui si basa la quantificazione utilizzata per dimostrare l'effetto di incentivazione, la necessità e la proporzionalità

Q26. Premesso che oggetto del presente provvedimento sono tecnologie mature, e che l'approvvigionamento attraverso aste separate è connesso al diverso valore dell'energia prodotta derivante dal diverso profilo di produzione atteso, si condivide la scelta di un prezzo di esercizio unico per tecnologia indipendente dalla potenza?

- La scelta di un prezzo di esercizio unico per tecnologia indipendente dalla potenza appare condivisibile dalla maggioranza (59%) dei rispondenti e risulta adeguata nella misura in cui consente lo sviluppo dei potenziali contenuti nel PNIEC.
- Viene segnalata l'opportunità di condividere i "progetti di riferimento" e i valori che saranno utilizzati in coerenza con il mercato. In particolare, per gli impianti di potenza inferiore al MW, potrebbe essere necessario conformarsi al limite massimo imposto dal costo livellato.
- Tra i costi di esercizio, è ritenuto necessario tenere in considerazione i costi specifici delle diverse tecnologie, quali, ad esempio, oneri e canoni per l'utilizzo della risorsa, che spesso differiscono in funzione della taglia e della localizzazione degli impianti, così come, per impianti idroelettrici, il riconoscimento di energia gratuita agli enti concedenti.
- Alcuni soggetti ritengono necessaria una diversificazione del prezzo in funzione di tecnologia e autoconsumo.
- Alcuni soggetti ritengono più corretto commisurare il prezzo di esercizio alla taglia di potenza dell'impianto, considerato che l'*LCOE* è prevalentemente determinato dal costo di investimento, e, nel comparto delle rinnovabili (investimenti capital intensive), si possono registrare significative economie di scala a seconda della dimensione del progetto. Tale fenomeno viene segnalato in particolare per l'idroelettrico, che può avere anche per piccole taglie costi d'esercizio elevati, e per il fotovoltaico nell'ottica della diffusione di impianti di piccola taglia nelle vicinanze dei luoghi di consumo, che hanno notevoli benefici in termini di minore impatto sulla rete e sul suolo e di responsabilizzazione dei

consumatori. A questo proposito, viene anche evidenziato come per alcune installazioni nelle aree idonee i costi saranno sicuramente più elevati indipendentemente dalla taglia.

- Viene suggerito l'inserimento di un meccanismo di riduzione percentuale del prezzo di esercizio al crescere della potenza per non penalizzare i progetti di dimensioni minori.
- Qualora si consideri un prezzo unico di esercizio, viene sottolineato come sarebbe utile procedere con l'individuazione del prezzo marginale più alto, salvo poi dimensionare i contingenti in modo da generare reali aste al ribasso. Diversamente, qualora si volesse seguire una logica *LCOE based*, è evidenziato come sarebbe necessario individuare un livello base per poi prevedere dei premi per "applicazioni speciali", al fine di tener conto dei maggiori costi e renderle pertanto competitive.

Q27. Si condividono le logiche alla base della definizione del prezzo di esercizio?

- La maggior parte dei soggetti (**83%**) ritiene necessario che venga data trasparenza sui driver tecnici ed economici utilizzati e che siano il più possibile aggiornati e aderenti alle dinamiche dei costi di produzione delle diverse tecnologie.
- Deve essere assicurato che l'aggiornamento del prezzo non abbia mai efficacia retroattiva.
- È fondamentale individuare un valore adeguato del Costo Medio Ponderato del Capitale al fine di rispecchiare il contesto finanziario attuale, caratterizzato da un notevole aumento dei costi del capitale. Il prezzo d'esercizio dovrebbe essere coerente con il costo medio di generazione, che è il riferimento per l'equa remunerazione degli investimenti e, in particolare, deve essere riferito al *LCOE* dell'impianto marginale necessario al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, definito partendo dagli obiettivi di sviluppo della singola tecnologia. Tra gli elementi da monitorare, i soggetti ritengono opportuno tenere in considerazione l'evoluzione del prezzo delle materie prime, la complessità di approvvigionamento dei materiali critici, i costi aggiuntivi dovuti ai dettami del rispetto del codice degli appalti per le PA e la complessità morfologica delle "aree idonee" ove installare i nuovi impianti FV, che rappresentano una voce di costo importante di investimento.
- Tra i pareri negativi si evidenziano le seguenti considerazioni: la necessità di istituire un tavolo di collaborazione tra istituzioni e stakeholder per la definizione del prezzo, la proposta di definizione del prezzo in considerazione dei *PPA*, la considerazione che l'*LCOE* cattura il costo di produzione, ma non il costo dell'energia per l'utente finale. La metodologia prevista dovrebbe riflettere anche il valore generato a livello di Sistema, che è rappresentato dall'intersezione fra *LCOE* e il luogo/mercato in cui il nuovo impianto viene installato. Il valore dovrebbe essere calcolato nella prospettiva dell'utente finale e dovrebbe comporsi di: a) impatto su riduzione oneri di sistema, i.e. riduzione del fabbisogno di infrastrutture di rete e di accumulo, b) Impatto su prezzo medio zonale in zone a bassa penetrazione di rinnovabili, c) Impatto su riduzione CO2 su base locale.

Q28. Si condividono le logiche alla base dell'aggiornamento del prezzo di esercizio per tener conto dell'inflazione?

- La quasi totalità (**97%**) ritiene utile l'aggiornamento del prezzo d'esercizio in funzione dell'inflazione. Da considerare che l'inflazione non è l'unico fattore a incidere sulla volatilità dei prezzi del mercato che segue dinamiche spesso avulse dalle tendenze inflattive. A questo proposito, viene proposta l'identificazione di un indice maggiormente rappresentativo dell'effettivo andamento dei costi delle tecnologie rinnovabili rispetto all'indice generico dei prezzi al consumo citato in consultazione quali a esempio gli indici utilizzati per procedure d'asta analoghe in altri paesi europei o l'indice dei prezzi alla produzione di beni industriali.
- In relazione all'aggiornamento del prezzo d'esercizio, viene proposto di lasciare la scelta d'indicizzazione al produttore o di non tenere conto di eventuali ribassi dell'inflazione in considerazione

dell'eterogeneità delle caratteristiche di investimento in termini di capitale proprio e/o di finanziamento, e di utilizzare la data d'entrata in esercizio effettiva in luogo della attesa in quanto eviterebbe di incoraggiare i produttori a sovrastimare le tempistiche di realizzazione per estendere l'arco temporale su cui è applicato l'aggiornamento all'inflazione del prezzo di aggiudicazione.