

**Osservazioni circa gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 133/2022/R/eel
“ORIENTAMENTI PER L’ATTUAZIONE DELL’ARTICOLO 15-BIS DEL DECRETO-LEGGE
27 GENNAIO 2022, N. 4, IN MERITO A INTERVENTI SULL’ELETTRICITÀ PRODOTTA DA
IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI”**

Spettabile Autorità, la scrivente Associazione riporta nel seguito alcune considerazioni relative agli orientamenti espressi nel documento 133/2022/R/EEL in pubblica consultazione circa le proposte di modalità attuative delle misure dell’articolo 15-bis del Decreto-legge 27 gennaio 2002 n.4, coordinato con la legge di conversione 28 marzo 2022, n. 25.

1. Considerazioni generali

Premesso che il presente documento non costituisce acquiescenza da parte della scrivente associazione e dei suoi associati alle previsioni introdotte dall’articolo 15-bis del Decreto-legge n. 4 del 27 gennaio 2022, coordinato con la legge di conversione 28 marzo 2022, n. 25, e che ci si riserva di agire nelle opportune sedi per tutelare i propri interessi in virtù degli effetti derivanti dall’applicazione delle suddette previsioni.

Riferendoci ai produttori di energia da fonte rinnovabile eolica, è prassi consolidata che ci si avvalga di strumenti consolidati e liberamente scambiati per la copertura dal rischio di variabilità del prezzo dell’energia. Ciò in generale consente di assicurare, con la prevedibilità consentita da questi strumenti di copertura, una stabilità all’investimento da fonte rinnovabile per sua natura *capital intensive*.

Come noto tali strumenti vengono solitamente scambiati con diverso anticipo (anche 2 anni) rispetto al periodo di consegna (*delivery*), e sono di norma soggetti a standard contrattuali internazionali, all’interno dei quali trovano spazio specifici accordi tra le parti in grado di *customizzarne* i contenuti, al punto da potersi prefigurare un mercato dove non esistono due contratti uguali tra loro.

Riteniamo quindi che l’Autorità dovrà tenere in considerazione alcuni elementi specifici per evitare che le modalità di normale gestione degli strumenti di copertura producano effetti distorsivi, se attuate senza le dovute accortezze.

Nel seguito descriviamo i rischi possibili e le proposte affinché quanto sopra venga evitato. Si sottolinea di fatto l’estrema importanza di tenere dovutamente in considerazione le caratteristiche dei profili intermittenti

di produzione e dei profili dei volumi contrattualizzati con contratti a copertura a volume fisso.

Tutto ciò al fine di ottenere come risultato unicamente la stabilizzazione temporanea dei ricavi come imposta dall'art.15-bis e non quello di penalizzare oltremodo gli operatori generando perdite in un comparto fondamentale come quello delle fonti rinnovabili e andando ben oltre le intenzioni della norma.

Quanto al perimetro di applicazione, in presenza di contratti di portafoglio, è indispensabile che si faccia riferimento alle posizioni contrattuali facenti capo ad un unico centro di imputazione, coincidente con il Gruppo societario.

In sostanza, nell'applicazione del meccanismo di restituzione, occorre considerare i prezzi dei contratti sottoscritti con soggetti terzi rispetto al Gruppo societario cui il singolo produttore appartiene (ove per "Gruppo societario" si intendono tutte le società controllanti, controllate o controllate dalle medesime controllanti secondo la nozione di "controllo" di cui all'art. 2359 del codice civile) e non, invece, i contratti conclusi infragruppo, ossia dalle società produttrici di energia elettrica (le "SPV") con società facenti parte dello stesso Gruppo societario.

Infatti, i prezzi dei contratti sottoscritti tra le SPV ed altre società dello stesso Gruppo societario, non sono rappresentativi del reale ricavo generato dalla vendita di energia elettrica e conseguito in termini di "Gruppo" e per tale ragione non possono essere oggetto del meccanismo di restituzione previsto del Decreto. L'applicazione del Decreto alle sole SPV comporterebbe, di fatto, una significativa penalizzazione del tutto incoerente con la logica alla base del Decreto.

Infine, assumendo che vi siano più contratti per portafoglio, occorrerebbe stabilire un criterio per associare l'energia sottesa ai contratti afferenti agli impianti facente parte del portafoglio.

In proposito, l'Autorità afferma che in assenza di esplicite diverse informazioni documentali, sarebbe opportuno assumere che ciascun contratto afferisca pro quota a ogni impianto di produzione facente parte del portafoglio, senza specificare però se l'allocazione pro quota debba essere basata sulla capacità installata dall'impianto in questione o sulla produzione afferente allo stesso.

Poiché la capacità è un valore che non tiene debitamente conto delle caratteristiche peculiari di producibilità degli impianti, su cui invece sono basate le strategie di copertura effettuate dagli operatori, si propone di effettuare l'allocazione pro quota rispetto alla produzione effettiva o storica dell'impianto a cui il contratto afferisce, in base all'adozione delle soluzioni prospettate nelle risposte agli spunti S1 e S3. Inoltre, considerata la finalità dei contratti di copertura, è ragionevole assumere che questi siano concepiti

innanzitutto per coprire dal rischio di volatilità dei prezzi dell'energia gli impianti merchant, che non godono (o non godono più) di incentivi, e che quindi altrimenti sarebbero completamente esposti alle fluttuazioni del mercato.

Infine, si ritiene opportuno esprimere un'ultima considerazione in merito alla questione dei prezzi da considerare ai fini del calcolo della differenza da restituire. Si reputa che nella determinazione del prezzo di riferimento si sarebbe dovuto tener conto anche degli oneri di sbilanciamento, che per le fonti non programmabili rappresentano un'importante voce di costo da considerare nella valutazione in merito a presunti extra profitti che i produttori avrebbero realizzato. Dal momento che i prezzi di riferimento indicati nella Tabella allegata al decreto non tengono conto di questa componente, si chiede all'Autorità di valutare la possibilità di contemplare la presenza di tali oneri nella determinazione delle partite economiche oggetto di regolazione con il GSE.

2. Considerazioni puntuali

S.1 Si ritiene che siano sufficientemente puntualizzati i contenuti minimi della dichiarazione di cui all'articolo 15-bis, comma 2, del decreto-legge 4/22? Quali altri elementi o specifiche è utile che siano inseriti? Perché?

S.2 Si ritiene sufficiente la tempistica di 30 giorni per la predisposizione della dichiarazione?

S.1:

Come considerazione generale, si ritiene che il calcolo del prezzo di cessione debba essere effettuato secondo le modalità descritte nel comma 3.4 c) 2) del documento di consultazione in oggetto, cioè definendo il prezzo come media ponderata sui volumi dei singoli contratti di copertura. Ciò favorisce la semplificazione operativa e riflette in maniera più corretta il valore delle coperture effettuate dagli operatori.

Stante la premessa di cui sopra, si ritiene che il punto e) del comma 3.4 sia superfluo, in quanto il prezzo calcolato al punto c) dello stesso comma sarà unico per ogni impianto e direttamente confrontabile con il prezzo di riferimento riportato nell'articolo 15-bis, al fine di determinare se il prezzo di cessione sia o meno superiore del 10% rispetto al prezzo di riferimento.

In proposito si ribadisce che in analogia al calcolo del prezzo di riferimento di cui al comma 3, lettera a) dell'art. 15 bis che rappresenta un unico valore su un periodo pluriennale, il prezzo medio di cessione dell'energia per l'insieme dei contratti in cui rientra l'energia immessa dall'impianto di produzione debba

essere calcolato sull'intero periodo 1 febbraio - 31 dicembre 2022. Questo prezzo dovrebbe essere considerato, non solamente ai fini dell'identificazione della quota di energia a cui applicare la restituzione, ovvero per determinare se il prezzo medio dell'insieme dei contratti che afferiscono all'impianto in esame sia superiore o meno del 10% rispetto al prezzo di riferimento, ma anche ai fini del calcolo dell'eventuale restituzione, che a questo punto dovrebbe essere effettuato alla fine del periodo in oggetto, e non mensilmente come proposto dall'Autorità.

Inoltre, con riferimento a quanto riportato nel punto d) stabilendo che *“occorre specificare a quale frazione dell'energia elettrica immessa dall'impianto o a quali fasce orarie i contratti sono riferiti”*, si rappresenta che la frazione in questione non può essere nota in fase di dichiarazione preliminare per le tipologie di contratti di copertura che prevedono un volume fisso pre-determinato: in questi casi, il valore della frazione potrebbe essere calcolato correttamente solo ex-post, una volta noto il volume di energia effettivamente prodotto. Su questo argomento specifico si rimanda alle risposte agli spunti successivi per ulteriori considerazioni sul tema.

Aggiungiamo che si raccomanda che l'allocazione di contratti di portafoglio sui singoli impianti avvenga pro-quota sulla base della produzione effettiva o storica degli impianti, considerando il periodo compreso tra febbraio e dicembre degli anni dal 2010 al 2020. Si esprime perplessità rispetto ad una potenziale allocazione pro-quota basata sulle capacità installate degli impianti, poiché la capacità è un valore che non tiene debitamente conto delle caratteristiche peculiari di producibilità degli impianti, su cui invece sono basate le strategie di copertura con contratti a prezzo fisso effettuate dagli operatori.

Si ritiene utile che venga predisposto un format di dichiarazione o venga comunque indicato quali sono i contenuti minimi della dichiarazione e della relazione tecnica che il produttore deve presentare al GSE ai sensi del punto 3.3 del DCO. Si suggerisce inoltre di prevedere la possibilità per il produttore che non riceva la richiesta dal GSE di presentare autonomamente la dichiarazione.

Si ritiene infine che nel caso di contratti collegati all'andamento dei prezzi dei mercati spot dell'energia non sia da fornire anche la relazione indicata al punto 3.5 del DCO.

S.2: Si ritiene che la tempistica qui proposta sia eccessivamente stringente per gli operatori. Chiediamo, pertanto, la possibilità di estendere a 60 giorni la scadenza per la predisposizione della dichiarazione

S.3 Si ritiene che siano sufficientemente puntualizzati gli elementi per identificare la quota di energia elettrica immessa nel periodo 1 febbraio 2022 – 31 dicembre 2022, per la quale l’articolo 15-bis del decreto-legge 4/22 trova concreta applicazione? Quali altri elementi o specifiche è utile che siano riportati? Perché?

Riteniamo che non siano stati sufficientemente puntualizzati i criteri di calcolo della percentuale X.

In particolare, non risulta possibile evincere dal testo se il valore di X sarà calcolato a livello orario o a livello aggregato per il periodo di applicazione dell’articolo 15-bis. Si espongono di seguito le osservazioni in base ai due possibili scenari, con particolare riferimento alla determinazione della quota di energia oggetto di contratti di fornitura non collegati all’andamento dei prezzi e quindi esentati dalla misura:

A) La percentuale X è costante per il periodo febbraio 2022 – dicembre 2022

Come espresso nelle considerazioni di carattere generale, la determinazione della quota di energia elettrica effettiva immessa nel periodo 1 febbraio 2022 – 31 dicembre 2022 dovrebbe essere riferita a tutto il periodo considerato (e non a livello orario) e con una rendicontazione a consuntivo.

In questo caso il calcolo del valore di X potrebbe infatti essere effettuato in maniera corretta solamente alla fine del periodo febbraio 2022 – dicembre 2022, confrontando l’intero volume prodotto con il volume esentato. Il *settlement* con il GSE dovrebbe in questo caso avvenire per intero alla fine del periodo, senza pagamenti mensili.

Eventualmente, al fine di semplificare l’operatività ed ottenere un *settlement* mensile, si suggerisce di determinare il valore di X ex-ante, come differenza tra l’unità e il rapporto tra:

- Il volume coperto dai contratti nel periodo di applicazione dell’articolo 15-bis (febbraio 2022 – dicembre 2022) e
- La media storica della produzione degli impianti nel periodo febbraio-dicembre negli anni dal 2010 al 2020, quale migliore stima del volume atteso per lo stesso periodo nell’anno 2022.

Eventualmente potrebbe essere previsto un conguaglio, da effettuarsi alla fine del periodo febbraio 2022 – dicembre 2022, in cui il valore di X verrebbe ricalcolato in base al volume effettivamente prodotto nello stesso periodo.

B) La percentuale X viene calcolata a livello orario

Per ciascuna ora del periodo febbraio 2022 – dicembre 2022 viene determinato un diverso valore di X, come differenza tra l’unità e il rapporto tra il volume coperto orario e la produzione oraria.

Tale ipotesi di calcolo è da considerarsi del tutto inadeguata, in quanto genererebbe risultati distortivi, con potenziali perdite di notevole entità per gli operatori, che andrebbero ben al di là della restituzione di profitti eccedenti i riferimenti individuati.

Le distorsioni citate sono descritte nell'esempio che segue.

Ipotizziamo che un operatore abbia siglato per un determinato impianto dei contratti di copertura finanziari di tipo *baseload* annuale per l'anno 2022, per un volume di 5 MW e che il prezzo medio calcolato come definito al comma 3.4 c) 2) sia inferiore al 110% del prezzo indicato nell'articolo 15-bis.

L'energia esentata dall'applicazione dell'articolo 15-bis, risulta pari a 5 MWh per ogni ora del periodo Febbraio 2022 – Dicembre 2022.

Si considerino due ore appartenenti ad un determinato mese, denominate H1 e H2.

Durante l'ora H1 l'impianto rinnovabile produce più dell'energia coperta e durante l'ora H2 l'impianto produce meno dell'energia coperta.

Ipotizzando che il calcolo della percentuale X venga effettuato a livello orario, e che X sia limitato all'interno dell'intervallo 0% - 100%, si ottiene il risultato riassunto nella tabella di seguito (per semplicità si è ipotizzato che il prezzo zonale orario sia lo stesso per le due ore e che la differenza tra produzione e volume coperto sia la stessa in valore assoluto per le due ore, pari a 2MWh)

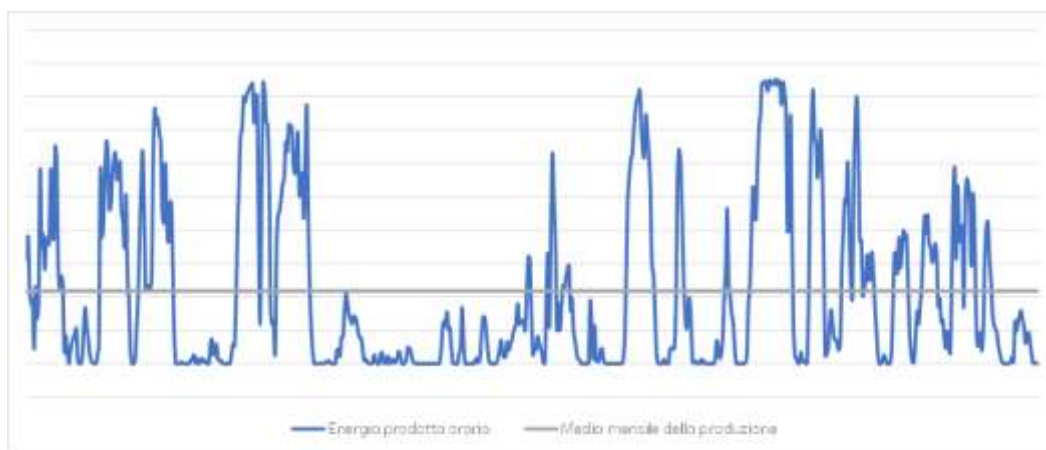
ORA	Energia prodotta [MWh]	Energia Coperta [MWh]	Valore di X	Energia soggetta a CFD [MWh]	Prezzo zonale orario [€/ MWh]	Prezzo CFD [€/ MWh]	Risultato CFD [€]
H1	7	5	29%	2	200	56	-288
H2	3	5	0%	0	200	56	0
TOTALE	10	10					-288

Per il totale delle due ore prese in esame, il volume coperto e il volume prodotto coincidono (10 MWh). A livello aggregato tra le ore, l'energia prodotta risulta interamente coperta, e dunque non vi è energia aggiuntiva che benefici di profitti in eccesso dovuti agli elevati prezzi dell'energia. Infatti, se per l'ora H1 il produttore sarà in grado di usufruire dei prezzi elevati sui 2 MWh eccedenti la copertura, nell'ora H2 sarà costretto dal contratto di copertura ad acquistare i 2 MWh mancanti a prezzo di mercato, compensando di fatto i profitti eccedenti generati nell'ora H1. Tale dinamica rimane la stessa anche nel caso di prezzi e volumi differenti da quelli utilizzati per l'esempio, a meno dei normali rischi correlati al profilo che gli operatori sono normalmente disposti ad accettare, che tendono comunque a compensarsi nel lungo periodo. La non linearità introdotta nel calcolo (dovuta al limite inferiore pari a zero per il parametro X) si tradurrebbe in una non corretta penalizzazione per l'operatore, il quale, avendo prodotto nel totale delle ore

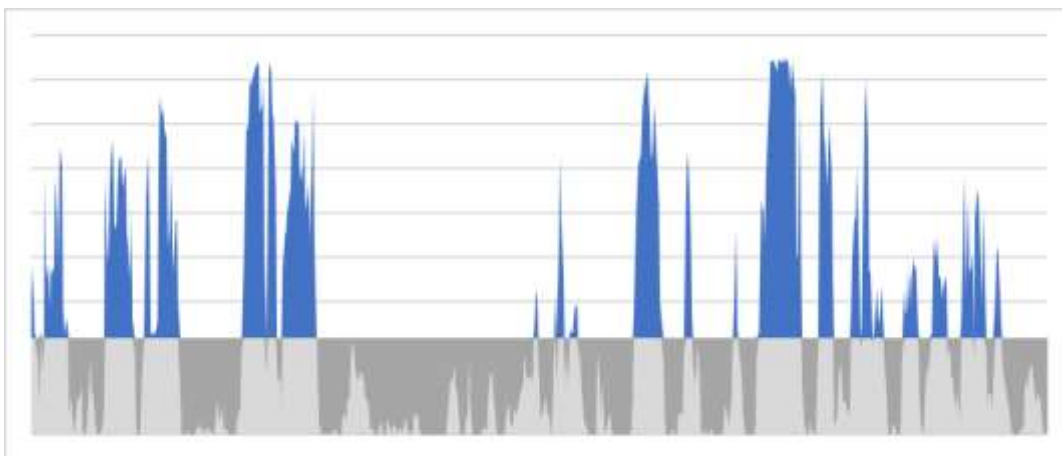
esattamente un quantitativo pari all'energia coperta dal contratto di copertura, vedrebbe comunque una parte della propria energia soggetta al meccanismo di CFD con il GSE e sarebbe dunque tenuto alla restituzione di un teorico extra profitto che non ha invece avuto luogo.

Considerato il carattere intermittente della produzione rinnovabile, l'effetto riportato negli esempi assume dimensioni significative se riportato a periodi comprendenti un numero elevato di ore.

Nel grafico di seguito è riportato il profilo di produzione di un impianto eolico per il mese di febbraio 2022, confrontato con l'energia media prodotta.



Qualora l'operatore avesse sottoscritto un contratto di copertura di tipo *baseload*, pari esattamente alla media dell'energia prodotta, nel caso di calcolo orario del parametro X limitato tra 0% e 100%, l'energia soggetta al calcolo del CFD sarebbe quella rappresentata in blu di seguito



L'operatore, in questo caso, si troverebbe a dover onorare il contratto con la controparte finanziaria per l'intero volume contrattualizzato, ma vedrebbe esentato dal CFD solo parte di esso.

Utilizzando dati concreti in termini di volumi e prezzi, si può facilmente verificare che il calcolo effettuato

a livello orario porterebbe a delle perdite ingenti per l'operatore.

Ad esempio, considerando un generico impianto eolico da 20 MW che abbia sottoscritto un contratto di copertura per un volume esattamente pari al volume prodotto, l'importo da restituire al GSE per il solo mese di febbraio 2022 sarebbe pari a circa 200.000 €, corrispondente ad un costo aggiuntivo di circa 70 €/MWh.

In base alle motivazioni fornite sopra, si raccomanda fortemente di non implementare il calcolo del parametro X a livello orario. Qualora si volesse optare per questa soluzione sarebbe necessario ammettere che il parametro X possa assumere valori negativi e che di conseguenza possa essere negativo il volume soggetto al CFD, avendo cura di introdurre opportune misure che evitino ulteriori distorsioni. In questo modo si potrebbe garantire un risultato economico per gli operatori compatibile con le finalità del decreto.

In conclusione, si raccomanda che il calcolo del parametro X venga effettuato secondo la modalità A), cioè che lo stesso sia costante per tutto il periodo ed eventualmente determinato ex-ante sulla base della produzione storica.

Come anticipato nelle considerazioni generali, qualora venissero adottate altre soluzioni, si sottolinea l'estrema importanza di tenere opportunamente in considerazione le caratteristiche dei profili intermittenti di produzione e dei profili dei volumi contrattualizzati con contratti a volume fisso, evitando ogni forma di distorsione. Tutto ciò al fine di ottenere come risultato unicamente la restituzione di eventuali profitti in eccesso, e non quello di generare perdite immotivate per gli operatori.

S.4 Si ritengono necessarie altre puntualizzazioni in merito alla quantificazione delle partite economiche oggetto di regolazione con il GSE, nonché alle relative tempistiche e modalità di applicazione? Quali e perché?

S.5 Si ritiene preferibile prevedere che, almeno nei casi più complessi caratterizzati dalla presenza di contratti articolati, il calcolo delle partite economiche sia effettuato dai produttori e reso disponibile, con cadenza mensile, al GSE per proprie verifiche?

S.4: Si propone una regolazione unica a fine periodo invece che una regolazione mensile con saldo e conguaglio.

Eventualmente se si optasse per l'effettuazione del *settlement* mensile e del conguaglio di fine periodo

citato nelle osservazioni allo spunto S.3, sarebbe necessario adeguare le tempistiche di conseguenza. Inoltre, si chiede all'Autorità di valutare la possibilità di tener conto degli oneri di sbilanciamento nella determinazione delle partite economiche oggetto di regolazione con il GSE. Questo perché nell'attuale contesto di prezzi elevati, anche gli oneri di sbilanciamento hanno subito una forte impennata, a detrimento dei produttori rinnovabili non programmabili che hanno subito conseguentemente una riduzione dei reali ricavi discendenti dalla fornitura di energia elettrica. Per tali ragioni, si chiede di tenerne in debito conto, dal momento che l'obiettivo della norma è quello di colpire gli extra profitti.

S.5:

Si condivide l'approccio dell'Autorità nel demandare il calcolo delle partite economiche agli stessi produttori nel caso di contratti complessi. Ad ogni modo, come già espresso nelle considerazioni generali, reputiamo che il principio di rendicontazione mensile non sia idoneo a rappresentare l'effettivo extra margine realizzato dai produttori in esame.

Una proposta potrebbe essere che il calcolo delle partite economiche possa essere effettuato dai produttori e reso disponibile al GSE per tutte le tipologie di contratto a condizione che siano chiaramente definite le modalità di calcolo in maniera da evitare contestazioni e sanzioni al produttore da parte del GSE.