

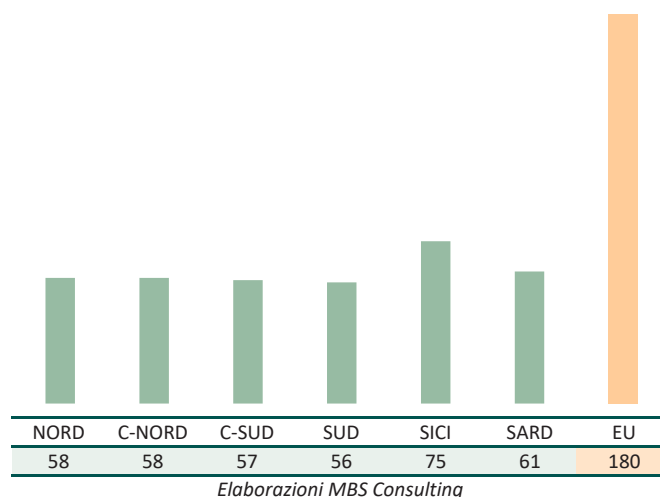
Extra profitti FER: facciamo il punto

L'incertezza legata all'applicazione del cap europeo mette a rischio il mercato dei PPA rendendo estremamente difficoltosa la negoziazione del prezzo fisso di riferimento. Disincentivando l'utilizzo di questa forma contrattuale, viene messa a rischio la crescita della capacità installata rinnovabile necessaria a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

Il [Regolamento Europeo 2022/1854](#) del 6 ottobre 2022, con l'obiettivo di limitare la crescita dei prezzi dell'energia, ha previsto un tetto ai ricavi della vendita dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Un provvedimento analogo a quello già introdotto a febbraio scorso in Italia ([Legge 25/22](#)), Nonostante il 1 dicembre il TAR abbia annullato la delibera ARERA (266/2022/R/eel) di attuazione del meccanismo italiano, quest'ultimo resta comunque per il momento valido, e dunque i due meccanismi andranno a convivere. Per natura e modalità di applicazione il meccanismo europeo è tuttavia molto diverso da quello di compensazione a due vie previsto dalla Legge 25/22. Nel caso italiano, vanno conferiti al GSE i ricavi che derivano dalla differenza, se positiva, tra i prezzi zionali orari di mercato (o il prezzo di vendita dei contratti bilaterali) e il prezzo di riferimento, ovvero il valore del *cap*. Tale valore è definito sulla base dei prezzi medi *baseload* dell'elettricità degli ultimi dieci anni, e ha un valore medio di circa 60 €/MWh.

Il meccanismo europeo, in vigore da dicembre e fino a giugno 2023, prevede invece un meccanismo di compensazione a una via. Il tetto ai ricavi di mercato viene applicato sia ai produttori che agli intermediari di energia elettrica sul mercato all'ingrosso (senza distinzioni per tecnologia) ed è fissato a 180 €/

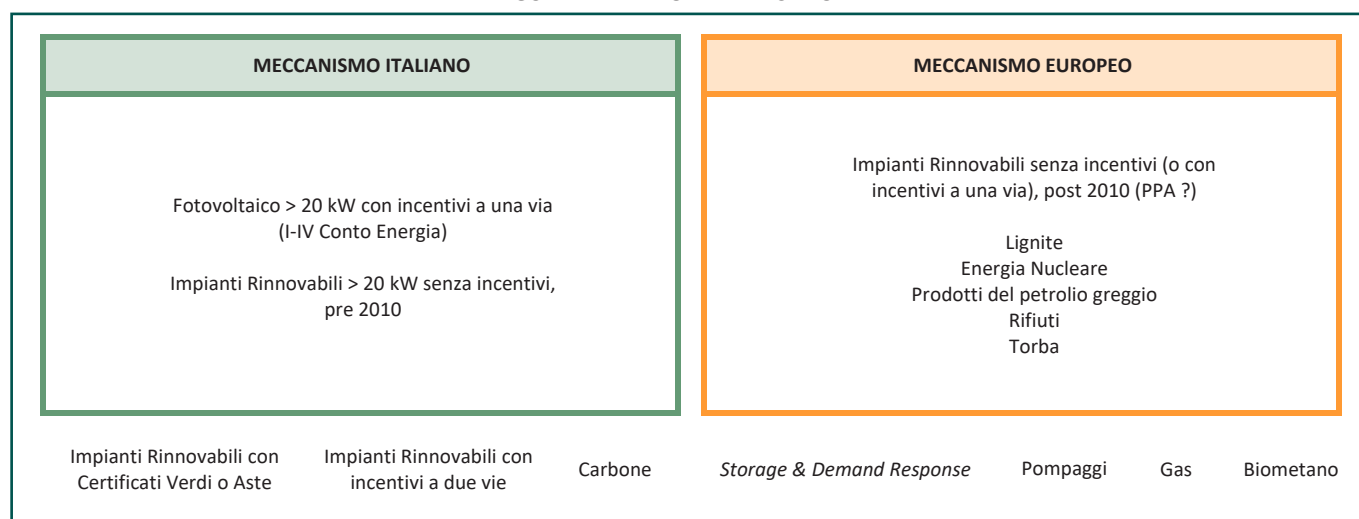
FIGURA 1. CAP ITALIANO E EUROPEO (€/MWh)



MWh, sulla base dei prezzi medi di picco dell'energia elettrica degli ultimi decenni.

Il [Disegno di Legge di Bilancio 2023](#), attualmente in attesa dell'approvazione definitiva in Senato, sancisce che il *cap* di 180 €/MWh stabilito dal regolamento europeo non dovrebbe essere applicato agli impianti che già ricadono sotto il meccanismo del *cap* italiano. Per gli impianti che invece a oggi non rientrano nel meccanismo italiano, è prevista l'applicazione del *cap* europeo.

FIGURA 2. AMBITO DI APPLICAZIONE



Elaborazioni MBS Consulting

Gli impianti che ricadono nel meccanismo italiano sono gli impianti fotovoltaici con potenza installata superiore a 20 kW con incentivi a una via (I-IV Conto Energia) e gli impianti rinnovabili, sempre con potenza installata superiore a 20 kW, non incentivati ed entrati in funzione prima del 2010. Gli impianti che ricadrebbero nel meccanismo europeo sono gli impianti rinnovabili senza incentivi (o con incentivi a una via) entrati in funzione dopo il 2010, lignite, nucleare, prodotti del petrolio greggio, rifiuti e torba. Sono esclusi da entrambi i meccanismi gli impianti rinnovabili con incentivi a due vie, certificati verdi o aste, impianti a carbone, *storage* e *demand response*, pompaggi, gas e biometano.

A fronte di un valore del *cap* nel meccanismo italiano decisamente più penalizzante di quello previsto dal regolamento europeo, l'ambito di applicazione di quest'ultimo, non prevedendo distinzioni tra tecnologie, è quindi molto più ampio.

L'applicazione del *cap* europeo potrebbe riguardare poco meno di 60 TWh (in base ai dati di produzione 2020), a cui vanno aggiunti gli impianti nuovi entranti a partire dal 2021. Sulla base dei dati disponibili a pre-consuntivo per il 2021, l'energia prodotta da impianti rinnovabili *merchant* (ovvero che non beneficiano di incentivi), e che quindi ricadrebbe al di sotto del meccanismo europeo, è di poco superiore a 50 TWh.

La stima dell'energia prodotta che ricadrebbe sotto al sistema del *cap* italiano (44.1 TWh), invece, potrebbe essere di poco superiore a quella effettivamente consuntivata, essendo il meccanismo italiano entrato in vigore nel mese di febbraio e non all'inizio dell'anno solare.

PPA: L'INCERTEZZA LEGATA ALL'APPLICAZIONE DEL CAP EUROPEO METTE A RISCHIO IL MERCATO

Il maggiore impatto si riscontra per gli investimenti finanziati tramite *Power Purchase Agreement* (PPA). Secondo il DDL Bilancio, i contratti PPA conclusi prima del 1 dicembre 2022 sono esonerati dall'applicazione del *cap* europeo, mentre per quelli conclusi a partire dal mese di dicembre 2022 (mese in cui entra in vigore il meccanismo europeo) e fino a giugno 2023 il *cap* è applicabile.

Si aprono quindi i seguenti problemi:

1.rischio rinegoziazione: l'effetto del *cap* è infatti quello di modificare l'indice di prezzo *spot* su cui si basa la stipula del PPA (si veda BOX a pag. 15) e una variazione significativa dell'indice di prezzo su cui è basato il contratto nel corso della vita del contratto potrebbe costituire una base per rinegoziarne i termini o, nei casi più estremi, per la cessazione del contratto stesso

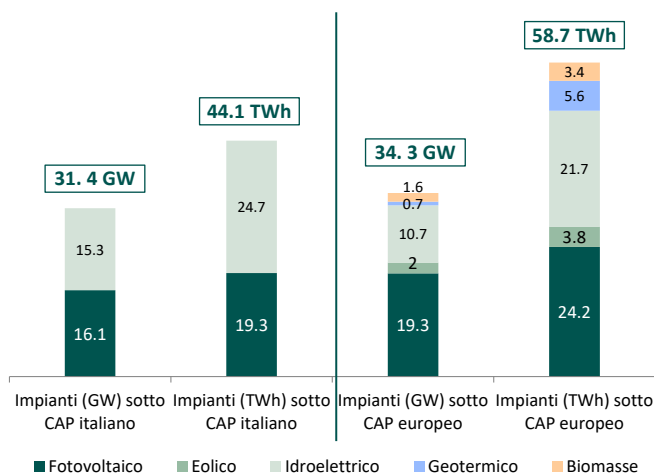
2.rischio applicativo: il *cap* europeo si applica ai ricavi degli impianti, e deve essere calcolato sul differenziale tra il prezzo ponderato mensile zonale di mercato e il valore fisso di 180 €/MWh. L'ARERA deve tuttavia ancora indicare la procedura di raccolta degli extra ricavi e come questa andrà a impattare su produttori e intermediari (indicati tra i soggetti obbligati dal meccanismo). Nel caso di Corporate PPA (ovvero di un contratto PPA tra un produttore di energia e un'azienda) negoziati attraverso un intermediario che gestisce le partite commerciali sui mercati dell'energia, anche la *utility/trader* che intermediano la transazione sono infatti soggetti al *cap*

3.rischio temporale: il mercato percepisce inoltre un rischio di rinnovo della misura in caso di prolungarsi dell'emergenza, ma con tempi a oggi non prevedibili

La percezione di questi rischi sta rendendo molto complessa la negoziazione dei contratti PPA stipulati quando la misura è attiva. È infatti più difficile stabilire il livello del prezzo fisso sommandosi al rischio mercato quello regolatorio. È inoltre più complessa la ripartizione dei rischi, soprattutto per gli impianti finanziati a debito, aumentando il rischio di rinegoziazione anche per i nuovi contratti.

Tale complessità rende le proiezioni sui flussi di cassa necessari a supportare il finanziamento dell'impianto meno affidabili.

FIGURA 3. IMPIANTI SOGGETTI AL CAP DEI PREZZI ITALIANO ED EUROPEO



Elaborazioni MBS Consulting

BOX. MERCATO PPA E PRICING DEI CONTRATTI

Il mercato dei PPA in Italia ha registrato negli ultimi anni un forte incremento di volumi, con l'interesse crescente della domanda causato dagli aumenti di prezzo del gas e dell'energia elettrica. I consumatori sono sempre più interessati a comprendere i contratti PPA e a utilizzarli come fonte di approvvigionamento per ottimizzare i costi di *sourcing* (bloccando il prezzo di una parte dei consumi, tipicamente per una durata di 10 anni) e contribuire alla decarbonizzazione del sistema (supportando il rilascio del finanziamento dell'impianto mediante il prezzo PPA fisso che stabilizza i ricavi del produttore, e ricevendo le garanzie d'origine prodotte).

Per comprendere l'impatto del *cap* ai ricavi sulle modalità di negoziazione dei contratti, è utile ripercorrere gli *step* necessari per la valutazione e il relativo pricing di un contratto PPA.

- Il PPA è un contratto derivato il cui valore dipende dall'andamento di un contratto sottostante. Il prezzo del PPA solitamente è fisso per la durata del contratto, e corrisponde al *fair value* determinato dalla negoziazione tra le parti. Questo è basato su un riferimento di prezzo *spot* di mercato, ed è calcolato tenendo conto del prezzo catturabile dall'impianto (la media ponderata dei prezzi *spot* attesi per il profilo atteso di produzione)
- delle componenti di rischio che l'acquirente intende applicare e decurtare dalla stima del prezzo catturabile (es. rischio prezzo; rischio volume).

Tutti i contratti PPA contengono, nella sezione dedicata alle clausole commerciali, il riferimento di prezzo *spot* su cui il PPA è stato valutato e prezzato, e su cui saranno calcolate le fatture o gli eventuali aggiustamenti di valore. Il tipico riferimento di prezzo *spot* utilizzato in Italia è il prezzo PUN *captured*.

Cambiando il riferimento di prezzo del contratto, cambia anche il *pricing* del PPA poiché cambiano le componenti di rischio da includere. Ad esempio, se il riferimento di prezzo per il PPA cambia da PUN a Prezzo Zonale, l'acquirente sta incamerando il rischio che il prezzo della zona dove è installato l'impianto sia più basso rispetto al PUN (rischio CCT): in questo caso, il *pricing* del PPA potrebbe risultare in un valore più basso rispetto a quello calcolato in caso di indice PUN.

Con l'introduzione del *cap*, il PUN o il Prezzo Zonale, normalmente utilizzati per il *pricing* del PPA, non sono più conformi per esprimere il *fair value* del contratto poiché il produttore non riceve più il prezzo zonale, ma un diverso indice, che deve essere calcolato tenendo appunto conto del *cap* di 180 €/MWh.

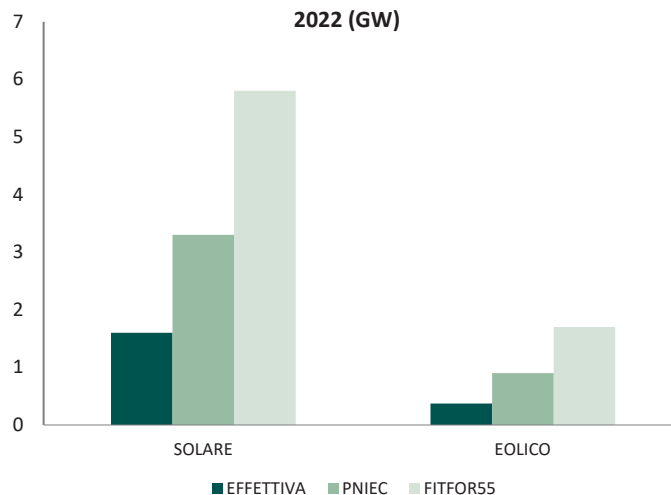
A tutto questo si aggiunge l'incertezza relativa alla modalità di applicazione del *cap*.

L'incertezza regolatoria legata alla possibilità di una proroga nei prossimi anni del *cap* ai profitti degli impianti inframarginali è ancora più preoccupante se si considera che la capacità installata rinnovabile in Italia sta crescendo a un tasso significativamente inferiore rispetto a quello a cui dovrebbe per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030. Secondo i target prefissati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), la capacità installata degli impianti fotovoltaici sarebbe dovuta aumentare di oltre 3 GW nel 2022, mentre circa 1 GW di capacità era atteso per l'eolico. A oggi, la capacità installata del fotovoltaico nel corso del 2022 ammonta a 1.6 GW (-52% rispetto agli obiettivi del PNIEC) mentre quella eolica a 0.4 GW (-59%). Obiettivi più sfidanti arrivano poi dal piano UE *Fit for 55*, da cui a oggi ci discostiamo di oltre il 70%.

L'impatto negativo della regolazione in oggetto potrebbe, quindi, essere almeno parzialmente ridotto, escludendo dal meccanismo i PPA chiusi per il

finanziamento di nuovi impianti, indipendentemente dalla data di stipula. A questo scopo potrebbe essere sfruttata la piattaforma PPA del GME (Bacheca PPA) in cui può essere dichiarata la struttura dei contratti per individuarne le caratteristiche e certificarne la natura di finanziamento di un nuovo progetto.

FIGURA 4. INCREMENTO CAPACITÀ INSTALLATA 2022 (GW)



Elaborazioni MBS Consulting