

## **Osservazioni RSE**

13/10/2022

### ***S 10 - Osservazioni sulla proposta di sub-indicatore di beneficio B1.b per rappresentare la riduzione di costi di esercizio del parco di generazione nel caso di interconnessione di sistemi isolati***

Si condivide la proposta dell'Autorità di sub-indicatore di beneficio B1.b.

### ***S 11 - Osservazioni sul possibile nuovo indicatore di beneficio legati alla riduzione di overgeneration di sistema di MSD e ai relativi rischi di doppio conteggio***

Si condivide la necessità di approfondimenti relativamente ai rischi di doppio conteggio.

Circa la Sezione 17.1, inoltre, si osserva che l'indicatore B2b, per come descritto nel cap. 7.3 della metodologia CBA Terna, potrebbe non rappresentare correttamente l'impatto sulle perdite di rete degli interventi. Tale indicatore, infatti, basato su simulazioni di power flow, qualora calcolato a parità di iniezioni nelle situazioni pre- e post-intervento, porterebbe nel secondo caso a una diminuzione delle perdite.

Il metodo utilizzato per l'indicatore B2a, basato su applicazioni di OPF, tiene adeguatamente conto dell'impatto della nuova configurazione di rete sulle iniezioni (dispacciamento) e quindi sulle perdite, che in generale possono anche aumentare.

### ***S 13 - Osservazioni sul perimetro da considerare per l'analisi dei benefici B18 (emissioni greenhouse gas) e B19 (emissioni non greenhouse gas)***

Si ritiene che l'estensione del perimetro di valutazione dell'indicatore B18 e, eventualmente, dell'indicatore B19 all'intero sistema oggetto di studio anziché al solo perimetro Italia conduca ad una valutazione più coerente.

### ***S 14 - Osservazioni su possibili ulteriori aggiornamenti dell'analisi costi benefici e dei suoi indicatori***

1) Riguardo al **beneficio B1** si osserva quanto segue:

*Sui mercati dell'energia, il calcolo del Total Surplus basato sulla distinzione dei surplus di produttori, consumatori e operatori di rete richiede una netta distinzione tra produttori e consumatori, condizione che era facile soddisfare fino a pochi anni fa. La situazione attuale e gli scenari a venire*

*prevedono il superamento di questo assunto e l'offerta di flessibilità sul fronte sia del carico sia della produzione (import/export, accumuli, gestione della domanda, generazione distribuita, veicoli elettrici, aggregati di utenze con situazioni miste di generazione e consumo, auto-dispacciamento) determinerà la necessità di rivedere tale metodologia.*

Tratto da:

R. Calisti, M. V. Cazzol, A. L'Abbate, "Valutazioni tecnico-economiche di progetti di sviluppo di rete", Ricerca di Sistema, RSE, n. 21009863, Milano, 2021

- 2) Rispetto ai **benefici su MSD/MB**, si ritiene particolarmente rilevante orientare la richiesta di requisiti minimi per il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale nella direzione di una maggiore trasparenza *di MSD e delle ipotesi utilizzate per la sua simulazione*, finalizzata all'analisi costi-benefici.

Esaminare le analisi costi benefici di un piano di sviluppo risulta infatti molto arduo, in quanto il mercato MSD/MB ha, per la sua natura complessa, caratteristiche di difficile interpretazione dei risultati. In particolare:

- Al contrario di MGP, molti dati che determinano la soluzione di MSD/MB non sono pubblicati. Per fare alcuni esempi, non sono noti le assunzioni sui prezzi delle offerte di MSD, i valori dei parametri di UC quali minimum up time e minimum down time, le assunzioni sugli errori di previsione di carico e generazione da fonti non rinnovabili (sbilanciamenti rispetto al punto di funzionamento programmato), i requisiti di necessità effettiva di impianti essenziali qualora sia necessario fornire il servizio di tensione.
- Non sono pubblicate le scelte modellistiche effettuate per rappresentare il mercato (ad esempio non è chiaro se in tale mercato, di natura nodale, le risorse vengano approvvigionate secondo una logica ottimale, ovvero per soddisfare tutti i requisiti, oppure secondo una logica subottimale, ovvero per soddisfare i requisiti di natura zonale, quali la creazione della riserva di energia, e nodale, gli altri, in step successivi).

Dalle considerazioni sopra esposte emerge, ad esempio, l'opportunità di approfondimenti delle affermazioni che seguono, tratte dal "Documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici al piano di sviluppo 2021" di Terna (pag. 15):

"Si sottolinea che i benefici MSD/MB valutati da Modis sono del tutto complementari ai benefici relativi al MSD stimati da GRARE; infatti quest'ultimo valuta esclusivamente le movimentazioni ai fini della risoluzione di congestioni intrazonali di rete mentre Modis, basato su modello zonale, non le include nelle proprie stime."

Infatti, ricordando che "nel MSD Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale)"<sup>1</sup>, le movimentazioni più economiche per reperire tutte le risorse necessarie a MSD dovrebbero essere individuate in un'unica fase, da un unico strumento di calcolo (nodale). La somma delle valorizzazioni di movimentazioni, seppur con obiettivi differenti, potrebbe non essere rappresentativa dell'esito di MSD e rischia di non considerare opportunamente i benefici di un rinforzo di rete, anche in considerazione degli importi elevati di tali benefici.

---

<sup>1</sup> <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-elettrico>