



*Osservazioni Edison al documento per la consultazione DCO 464/15*

**SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA: UN  
MODELLO DI SVILUPPO SELETTIVO DEGLI INVESTIMENTI**

**A) PREMESSA**

Con il presente documento Edison fornisce le proprie osservazioni in merito alla nuova metodologia di Cost Benefit Analysis (cosiddetta CBA 2.0) che Terna intende introdurre nelle prossime edizioni del Piano di Sviluppo in coerenza con l'analogo approccio già adottato da ENTSO-E.

**B) OSSERVAZIONI GENERALI**

La Cost Benefit Analysis è lo strumento principe per la valutazione degli interventi di sviluppo in fase di pianificazione della rete elettrica di trasmissione sia a livello europeo sia a livello nazionale: fondamentale, in tale contesto, che le metodologie utilizzate ai diversi livelli siano fra loro armonizzate, onde consentire confronti fra i risultati inseriti nel TYNDP di ENTSO-E e i risultati riportati nei piani nazionali. Edison accoglie quindi con favore l'intento di Terna di rendere la propria metodologia di analisi più coerente con quella già adottata da ENTSO-E.

Entrando nel merito della CBA 2.0, Edison condivide la monetizzazione di tutti i benefici attesi: ciò consente di calcolare un beneficio netto in M€ da poter confrontare con il costo dell'intervento.

Dal documento allegato al Piano di Sviluppo non è chiaro se Terna intenda valutare i benefici (in particolare per quanto attiene emissioni di CO2 e benessere sociale) solamente sul perimetro Italia oppure a livello europeo: Edison, in linea con quanto suggerito dall'Autorità, riterrebbe opportuno, almeno per gli interventi di interconnessione con l'estero, estendere l'analisi a tutto il sistema UE, al fine di rendere i risultati ottenuti da Terna confrontabili con quelli proposti da ENTSO-E.

Infine Edison ritiene fondamentale una valutazione complessiva del benessere sociale a livello di sistema che evidenzii nel dettaglio i contributi dati dal surplus dei produttori, surplus dei consumatori e rendita da congestione. Una valutazione complessiva degli interventi di sviluppo, infatti, non può prescindere da un'analisi dettagliata dei benefici per tutti gli attori del sistema, ivi inclusi i produttori, e non può essere limitata solamente alla visione dei consumatori. Di contro occorre



comunque mantenere trasparenza sul punto di vista dei soli consumatori in quanto soggetti deputati a sostenere il costo dell'investimento in tariffa.

### **C) RISPOSTE AI SINGOLI SPUNTI**

*S15. Quali soglie si suggeriscono per l'indice B/C degli investimenti ad elevato valore e delle priorità di sviluppo (vd punto 3.9 del documento)? Per quali motivi?*

L'indice B/C non è esaustivo in quanto tiene conto solamente dell'ammontare relativo dei benefici rispetto ai costi, ma non misura il beneficio netto dell'intervento. Esso dovrebbe essere accompagnato anche da un indice tipo B-C (differenza fra benefici e costi): ad esempio si potrebbe utilizzare il VAN (Valore attualizzato netto). In questo modo si avrebbe una indicazione complessiva non solo del livello dei benefici rispetto ai costi, ma anche del loro ammontare complessivo in valore assoluto.

*S16. Si hanno proposte per integrare l'indice B/C con una valutazione, anche semplificata dell'incertezza delle stime? (vd punto 3.7 del documento)*

Le analisi a medio e lungo termine sono inevitabilmente caratterizzate da incertezze in relazione agli scenari e all'evoluzione del sistema nel suo complesso. Per tenere conto di questo fenomeno si suggerisce di adottare analisi di sensitivity rispetto ai principali parametri rilevanti.

Per esempio con riferimento all'interconnessione con il Montenegro potrebbe essere opportuno valutare l'andamento dell'indice B/C al variare del differenziale di prezzo fra Italia e paesi dell'area balcanica. Sulla base delle attuali valutazioni sembrerebbe, infatti, che sia stato ipotizzato da Terna un differenziale di 30 €/MWh con 6500 ore di utilizzazione annua: tale numero, ottenuto tramite simulazioni di mercato come emerso nel seminario del 20 gennaio u.s., è comunque affetto da notevoli incertezze che una opportuna analisi di sensitivity potrebbe evidenziare.

*S17. Si hanno commenti sulle proposte specifiche presentate nei punti da C1 a C13 di questa Appendice?*

In generale Edison concorda con le indicazioni e i suggerimenti presentati dall'Autorità rispetto alla metodologia originariamente proposta da Terna.



Nel dettaglio:

- C1) gli scenari devono essere coerenti con quelli adottati da Entso-E al fine di rendere confrontabili le valutazioni contenute nel TYNDP con quelle riportate nel piano nazionale; in particolare la coerenza dovrebbe essere garantita per tutti gli investimenti che potenzialmente hanno un impatto sull'andamento dei flussi transfrontalieri; per interventi di natura locale, sarebbero accettabili anche scenari puntuali costruiti ad hoc; in ogni caso gli scenari utilizzati dovrebbero essere pubblicati nell'ambito del piano nazionale, almeno per quanto attiene le ipotesi rilevanti;
- C2) per le valutazioni occorrono sia studi di mercato sia studi di rete per stimare in modo esaustivo i vari benefici: si concorda con l'approccio proposto da Terna;
- C3) occorre chiarire meglio le ipotesi e i criteri con i quali gli investimenti sono raggruppati in cluster fra loro correlati.
- C4) come già detto nelle osservazioni generali, l'analisi dovrebbe essere estesa a livello europeo e non limitata al solo perimetro nazionale; ad esempio nel caso della linea con il Montenegro a livello nazionale sarebbe preponderante il beneficio associato alla disponibilità di energia dall'estero a basso costo (nell'ipotesi che il differenziale di prezzo fra Italia e Balcani vi sia effettivamente), mentre a livello europeo emergerebbero anche i malus legati alle perdite sul cavo e all'incremento potenziale della CO2 (considerato che nell'area balcanica la produzione principale dovrebbe essere a lignite che andrebbe a spiazzare della produzione a ciclo combinato in Italia)
- C5) si concorda con la percentuale forfettaria del 10% per tenere conto delle incertezze sui costi legati ai processi autorizzativi, valore che era stato anche da noi suggerito nelle osservazioni alle precedenti edizioni del piano;
- C6) l'approccio sequenziale per la gestione dei cluster di interventi (con inserimento degli interventi nell'ordine temporale di pianificazione) offre una visione più vicina alla realtà rispetto agli approcci TOOT o PINT;
- C7) i benefici considerati sono esaustivi: occorre comunque evitare un double counting soprattutto per quanto attiene il contributo al benessere sociale e l'incremento della produzione rinnovabile (il benessere sociale già include la riduzione del costo marginale legato all'incremento della produzione rinnovabile a scapito della generazione termoelettrica; il beneficio B5 sull'integrazione delle rinnovabili non dovrebbe quindi ricalcolare lo stesso beneficio, ma limitarsi a quantificare le esternalità positive legate all'incremento della produzione rinnovabile); l'analisi dovrebbe, tuttavia,



essere completata anche evidenziando gli eventuali malus legati agli interventi: si pensi ad esempio all'incremento delle perdite di rete sui cavi di interconnessione con l'estero oppure all'incremento delle emissioni di CO<sub>2</sub> in caso di sfruttamento di produzioni a carbone dell'est Europa da importare in Italia a scapito della produzione a ciclo combinato oppure all'impatto sull'inerzia del sistema associato ad interventi di rifasamento che riducono l'utilizzo degli impianti termoelettrici per i servizi di rete, incentivandone la messa in conservazione;

- C8) l'analisi del benessere sociale dovrebbe essere effettuata con e senza mark-up sulle offerte: tale risultato è di fondamentale importanza per avere una indicazione sull'incremento o decremento della concorrenza per effetto dei nuovi investimenti;
- C9) si concorda con le perplessità evidenziate dall'Autorità sulla riduzione delle perdite di rete evidenziata nell'ultima edizione del piano
- C10) si condividono le osservazioni dell'Autorità;
- C11) il contributo della generazione rinnovabile in termini di riduzione del costo di produzione dovrebbe essere incluso nel beneficio B1 legato al benessere sociale e non calcolato a parte: il simulatore di mercato per il social welfare dovrebbe, quindi, confrontare una situazione as is con la situazione con rinforzo di rete, modificando opportunamente i vincoli per tenere conto nella soluzione con rinforzo della possibilità di dispacciare maggiore energia rinnovabile; il beneficio B5 dovrebbe, quindi, limitarsi a valorizzare le esternalità positive legate all'utilizzo dell'energia verde e a catturare eventuali incrementi di produzione locale che non possono essere colti a livello delle simulazioni di mercato di sistema; a tal proposito sulle esternalità Terna suggerisce di utilizzare come benchmark il valore dell'incentivo: a nostro avviso tale valore non è attendibile in quanto esso è stato determinato con la finalità di promuovere lo sviluppo delle rinnovabili (anche garantendo un tasso di remunerazione del capitale investito particolarmente generoso) e non per compensare le esternalità positive legate all'energia verde
- C12) si condividono le osservazioni dell'Autorità
- C13) come già detto nelle osservazioni generali è di fondamentale importanza presentare nel dettaglio le valutazioni sia a livello di sistema sia a livello di consumatori finali; gli interventi di sviluppo portano vantaggi a tutta la filiera e, per questo motivo, devono essere valutati tenendo conto dei benefici apportati a tutti gli attori; di contro sono comunque i consumatori i soggetti



deputati alla copertura del costo degli investimenti in tariffa e, pertanto, è fondamentale che le valutazioni riportino per esplicito il loro punto di vista.

*S18. Fra gli aspetti non discussi in dettaglio indicati al punto C14 di questa Appendice, quali si ritengono particolarmente meritevoli di considerazione a fini della definizione dell'indice di utilità per il sistema? Ve ne sono altri?*

Edison ritiene prioritarie la coerenza fra scenari elettrici e scenari gas, la coerenza con gli scenari europei, la presenza di analisi di sensitivity per la gestione delle incertezze e la valutazione della partecipazione attiva della domanda e in generale delle risorse distribuite in forma aggregata.

Inoltre notiamo con preoccupazione come Terna abbia avviato diverse attività nell'ambito della controllata Terna Plus finalizzate all'energy saving e più in generale all'ottimizzazione dei profili di consumo. In merito sul sito di Terna Plus si legge: "La società supporta i propri partners nell'ottimizzazione dei consumi energetici, progettando e implementando soluzioni finalizzate alla creazione di valore attraverso la riduzione dei consumi (LED, motori elettrici, ecc.) o dei prelievi (cogenerazione, fotovoltaico, ecc.), con l'obiettivo di rafforzare il posizionamento competitivo delle controparti". E' invero un primo passo finalizzato al monitoraggio dei consumi e alla promozione di pratiche di efficienza, ma che potrebbe aprire le porte in futuro al dispacciamento ottimizzato sui mercati, anche attraverso forme di aggregazione, dei carichi e della generazione distribuita.

A nostro avviso sono tutte iniziative che dovrebbero essere riservate al mercato libero garantendo un level playing field per tutti gli operatori interessati ad offrire questo tipo di servizi. Un operatore di rete quale Terna che può confidare su una quota significativa di ricavi derivante da attività in concessione (trasmissione e dispacciamento) e sull'accesso ad informazioni dettagliate sullo stato della rete di trasmissione (e in futuro, in previsione dell'attivazione di uno scambio di dati fra TSO e DSO, anche della rete di distribuzione) dovrebbe essere escluso da questo segmento (sia direttamente sia tramite società controllate): esso, infatti, se ammesso, partirebbe avvantaggiato perché potrebbe da un lato offrire, almeno in una prima fase, servizi innovativi anche in perdita avendo margini sicuri dalle attività regolate e dall'altro beneficiare della conoscenza dello stato e delle criticità della rete fino in prossimità del tempo reale per impostare le proprie strategie di offerta e dispacciamento delle risorse distribuite sui mercati elettrici.