

APPENDICE C DELLA DELIBERAZIONE 464/2015/R/EEL - SVILUPPO DELLA METODOLOGIA DI ANALISI COSTI/BENEFICI

OSSERVAZIONI TERNA

1 SOMMARIO

2	PREMESSA.....	3
3	OSSERVAZIONI AGLI SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE	8
3.1	Osservazioni allo spunto 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?”	8
3.2	Osservazioni allo spunto S16: “Si hanno proposte per integrare l’indice B/C con una valutazione, anche semplificata dell’incertezza delle stime?”	10
3.3	Osservazioni allo spunto S17: “Si hanno commenti sulle proposte specifiche presentate nei punti da C1 a C13 di questa Appendice?”	10
3.3.1	Osservazioni sul punto C1 – Scenari e definizione degli orizzonti temporali	10
3.3.2	Osservazioni sul punto C2 – Studi di mercato e di rete.....	11
3.3.3	Osservazioni sul punto C3 – Identificazione degli interventi di sviluppo candidati	12
3.3.4	Osservazioni sul punto C4 – Ambito di analisi.....	13
3.3.5	Osservazioni sul punto C5 – Valutazione dei costi	13
3.3.6	Osservazioni sul punto C6 – Valutazione delle possibili correlazioni tra interventi ai fini del calcolo dei benefici	14
3.3.7	Osservazioni sul punto C7 – Identificazione delle categorie di beneficio	14
3.3.8	Osservazioni sul punto C8 – Social economic welfare (B1)	14
3.3.9	Osservazioni sul punto C9 – Variazione perdite di rete (B2)	15
3.3.10	Osservazioni sul punto C10 – Riduzione rischi energia non fornita (B3)	15
3.3.11	Osservazioni sul punto C11 – Integrazione della produzione di fonti energetiche rinnovabili (B5).....	16
3.3.12	Osservazioni sul punto C12 – Analisi economiche e <i>discounting</i>	17
3.3.13	Osservazioni sul punto C13 – Presentazione dei risultati.....	18

2 PREMESSA

Il presente documento riporta le osservazioni Terna sull'Appendice C "Sviluppo della metodologia di analisi costi/benefici" del documento per la consultazione 464/2015/R/EEL, relativo all'evoluzione della metodologia di analisi costi benefici (ACB) da applicare alle opere di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Il Sistema elettrico italiano ha attraversato nel corso degli ultimi anni una profonda transizione e nuove sfide si preannunciano nei prossimi decenni, anche in ottemperanza agli accordi legalmente vincolanti assunti in ultimo il 12 dicembre 2015 in conclusione della Conference of Parties 21 a Parigi.

Tra i principali fattori alla base del mutamento negli ultimi anni si segnalano:

- la rilevante contrazione della domanda, derivante sia da fattori macroeconomici (crisi economica, delocalizzazione dell'industria, ecc.), sia da una maggiore sensibilità alle tematiche del risparmio energetico;
- lo sviluppo consistente della generazione da Fonti di Energia Rinnovabile (FER), guidato in primis da scelte di policy nazionale;
- la concentrazione delle nuove FER soprattutto a livelli di tensione inferiore (MT e BT), con il conseguente cambiamento nel paradigma della gestione del Sistema Elettrico, che prima prevedeva flussi dai pochi centri di produzione verso i centri di consumo attraverso la rete di trasmissione mentre oggi registra flussi dagli innumerevoli impianti di produzione collegati in BT ed MT, invertendo sempre più spesso i flussi di energia fra trasmissione e distribuzione;
- una maggiore sensibilità alle tematiche ambientali, anche a causa delle sempre più inequivocabili evidenze degli effetti antropici sul clima, che se da un lato ha favorito lo sviluppo delle FER, dall'altro ha comportato sempre più stringenti politiche sulle emissioni e sull'uso più efficiente delle risorse primarie;
- una spinta continua, specie di matrice comunitaria, ad una crescente apertura dei mercati sia attraverso strumenti *hardware* (principalmente richiesta di crescita della capacità di interconnessione), sia attraverso strumenti *software* (market coupling, apertura del mercato transfrontaliero anche a servizi di dispacciamento, mercato intraday, ecc.)

Fra i fattori prevedibili si segnalano altresì:

- i target di interconnessione stabiliti dal Consiglio Europeo nel 2014, che ha previsto che tutti gli Stati membri realizzino entro il 2020 una capacità di interconnessione di almeno il 10% della capacità di generazione installata, target da estendersi al 15% nel 2030;
- le modifiche di policy sulla generazione nucleare in alcuni paesi europei e la conseguente incertezza sugli scenari di generazione a medio-lungo termine;
- le modifiche di policy sulle tariffe degli utenti finali ed i potenziali effetti sulle dinamiche di consumo;
- l'impatto potenziale della mobilità elettrica e del Demand Side Response;

- gli sviluppi tecnologici prevedibili nel prossimo decennio (ad esempio: aumento delle prestazioni e riduzione dei costi delle tecnologie per impianti per RES ed accumuli).

I fattori sopra elencati, unitamente ad altri, omessi per necessità di sintesi, hanno determinato mutamenti repentini, significativi e spesso non facilmente prevedibili dello scenario elettrico, che si sono sommati alla precedente “rivoluzione” realizzata dalla liberalizzazione del settore elettrico. Va a merito della regolazione nazionale, come più diffusamente argomentato in altri contributi, avere posto in essere condizioni atte a consentire al gestore della RTN una reazione tempestiva ed efficace alle dinamiche sopra richiamate, reazione che ha consentito di assorbire tutte le sollecitazioni esogene senza impatti sul livello di servizio, che è addirittura migliorato nell’ultimo decennio.

Il merito della resilienza del sistema di trasmissione alle sollecitazioni imprevedibili cui è stato sottoposto è innegabilmente ascrivibile, oltre alla citata tempestività di risposta da parte del Regolatore e del gestore nazionale, al grado di ridondanza con cui lo stesso è stato, nel corso degli anni, pianificato e realizzato.

Lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale ha tempi di evoluzione fisiologicamente molto lenti, se paragonati ad alcune delle dinamiche sopra citate (policy energetiche, sensibilità ambientale, tecnologie produttive, cambiamento climatico – se guardiamo agli anni più recenti). Anche in relazione alla crescente consapevolezza della tutela ambientale e quindi di accettabilità delle infrastrutture da parte di Enti e comunità locali, nonché ai sempre più frequenti fenomeni di strumentalizzazione da parte di taluni stakeholders – a poco valendo gli strumenti di accelerazione degli investimenti di sviluppo sperimentati e recentemente abbandonati dall’Autorità, e pur considerando la disponibilità del gestore a confrontarsi con tutti i soggetti interessati ed a compensare i territori ove opportuno – il tempo intercorrente fra la concezione ed il completamento di opere di trasmissione significative è mediamente di quasi dieci anni. Una volta completate, tali opere hanno poi un’aspettativa di vita media superiore ai quarant’anni, talché se si dovesse individuare un istante medio nel quale valutare l’utilità di un intervento di sviluppo, lo stesso disterebbe non meno di 25 anni dall’istante di concepimento dell’intervento.

La combinazione fra grandezze elettriche particolarmente dinamiche e difficili da prevedere e la risposta della RTN necessariamente più lenta, richiede che la pianificazione della RTN sia sensibilmente anticipata rispetto a possibili criticità che si possono prevedere nell’esercizio futuro della stessa; benché le problematiche puntuali e contingenti vengano continuamente monitorate, un loro pedissequo e meccanicistico inseguimento da parte della pianificazione della RTN non è perseguibile né desiderabile in quanto comporterebbe gravi rischi per la qualità e la continuità di fornitura dell’energia elettrica.

D’altra parte va osservato, ed il passato ne fornisce ampia prova, che il lungo periodo di vita utile delle infrastrutture di trasmissione elettrica può “assorbire” la variabilità degli scenari di riferimento. È infatti noto che il carattere abilitante delle infrastrutture fa sì che frequentemente le stesse, pur se utilizzate con modalità anche radicalmente differenti da quelle inizialmente ipotizzate, giustifichino ampiamente i costi sostenuti per la loro realizzazione.

Con tutto ciò evidentemente non si vuole sminuire l'utilità dell'analisi costi benefici per gli interventi di sviluppo della RTN, analisi che Terna applica di propria iniziativa da anni, e rispetto alla quale condivide l'opportunità di una rivisitazione in chiave critica, ma si vuole evidenziare come tale analisi non possa che essere solidamente inquadrata in questo contesto, e debba rifuggire da applicazioni eccessivamente meccanicistiche che potrebbero sminuirne il senso.

Anche in ambito ENTSO-E la tematica è oggetto di grande attenzione e di animato dibattito, che ha portato ad oggi allo sviluppo ed al consolidamento della "Cost Benefit Analysis Methodology for TYNDP Project Assessment". Nell'introduzione di detta metodologia, come nei passaggi precedenti, si fa riferimento ai principali driver di cambiamento del settore energetico quali: cambiamento climatico, tematiche ambientali, incremento dell'integrazione di mercato in Europa, generazione offshore, evoluzione della partecipazione Demand Side Response, smart grid e sviluppo della mobilità elettrica. Anche in tale ambito vi è un particolare accento sull'accettabilità sociale degli interventi, qualificato quale ostacolo principale allo sviluppo delle reti di trasmissione.

I termini generali, riteniamo che una buona metodologia di ACB debba essere quanto più possibile flessibile e versatile, per consentire di cogliere e per quanto possibile monetizzare correttamente tutti i benefici ed i costi.

I risultati delle analisi sono chiaramente dipendenti dagli scenari futuri considerati; per quanto accennato sopra, il grado di alea relativamente a tali scenari è molto elevato e fortemente crescente all'allungarsi dell'orizzonte temporale, ma non ci si può esimere dal considerare scenari a medio-lungo termine sia a causa del rilevante lead-time di realizzazione degli interventi di sviluppo, sia per la vita media delle infrastrutture. Il problema della scelta degli scenari e della relativa responsabilità è dunque centrale: il gestore ha il dovere di preparare il sistema elettrico ad affrontare il futuro, e purtroppo, pur conoscendo in modo approfondito il sistema elettrico attuale, non ha strumenti particolarmente migliori rispetto a quelli a disposizione di altri soggetti istituzionali per prevederne il futuro, poiché molte determinanti sono esogene. Deve quindi realizzare un accettabile compromesso fra il rischio di investimenti i cui benefici immediati potrebbero rivelarsi inferiori alle attese ed il rischio di non investire a sufficienza, esponendo il sistema a conseguenze gravi e non rapidamente risolvibili. Il primo rischio appare in qualche misura mitigato nel medio termine dall'effetto abilitante delle infrastrutture cui si è già fatto cenno; il secondo rischio non appare avere mitigazioni accettabili. Questa considerazione ha spinto storicamente ad investire con un adeguato grado di ridondanza, sia in termini tecnici, sia in termini di scenari previsionali.

Quali criteri adottare dunque nella scelta degli scenari di riferimento, quanto frequentemente aggiornare tali scelte e chi, in ultima analisi, sarà responsabile delle medesime scelte?

Per quanto sopra, riteniamo che la scelta degli scenari debba essere cautelativa, in modo da preservare un buon grado di resilienza della rete a fronte di fenomeni ad oggi scarsamente prevedibili ma di probabilità di realizzazione non marginale; riteniamo che i criteri di tale scelta debbano essere trasparenti e condivisi, ma che la condivisione non comporti co-decisione, perché in ultimo la responsabilità delle performance della RTN sono in capo a Terna; riteniamo che gli scenari, per quanto monitorati costantemente, debbano essere aggiornati con frequenza

pluriennale, perché la volatilità di alcune determinanti (domanda, piani di rete di paesi limitrofi, variazioni di policy legate a fattori incidentali e/o ai cicli elettorali, ecc.) rende poco significative ai fini della previsione di medio-lungo termine le variazioni dei trend di breve periodo e rischia di introdurre un eccesso di incertezza nei processi di pianificazione della rete e di autorizzazione degli interventi, già abbastanza onerosi per molti altri motivi; deve essere altresì evidentemente mantenuta la possibilità di revisioni ad-hoc in presenza di chiari segnali quali, ad esempio, significativi breakthrough tecnologici o strutturali modifiche di policy.

Per questo riteniamo che i progetti debbano essere valutati ~~una volta per tutte~~, aggiornando eventualmente i costi, secondo tempistiche e modalità dettagliate nel seguito del presente documento, ed i benefici solo in presenza di significative revisioni degli scenari. L'ipotesi alternativa di aggiornare continuamente l'analisi costi/benefici dei progetti esporrebbe gli stessi ad un'alea rilevante legata a fluttuazioni di breve respiro, di poca o nulla significatività nell'orizzonte di vita delle infrastrutture.

La nuova proposta di Terna nasce dalle considerazioni sopra richiamate, ed è non solo allineata ai criteri che si stanno sviluppando in ambito europeo, ma ne anticipa le evoluzioni previste, quali uno sforzo di monetizzazione degli indicatori e l'identificazione di indici sintetici di performance (rapporto benefici/costi e Valore Attuale Netto) dei singoli interventi. Pur nell'ambito del citato allineamento ai criteri europei, riteniamo auspicabile che la metodologia nazionale mantenga uno spazio di autonomia per riflettere, ove opportuno, specificità locali.

Rispetto a quest'ultimo aspetto, riteniamo corretto continuare a condizionare l'inserimento nel Piano di Sviluppo di interventi ed opere ad un rapporto Benefici/Costi (B/C, fino ad oggi Indice di Profittabilità o IP) maggiore di uno, al fine di confermare che i costi sostenuti per la realizzazione degli stessi siano più che compensati dai benefici offerti al sistema.

Per quanto riguarda la prioritizzazione degli interventi, osserviamo:

- che il solo rapporto adimensionale B/C non appare sufficientemente rappresentativo, e che dovrebbe essere affiancato da un indicatore in termini monetari assoluti dei benefici netti di ciascun intervento/opera; come più volte rappresentato, infatti, interventi più complessi e generalmente più costosi spesso garantiscono al sistema benefici netti sensibilmente più elevati; per contro, un utilizzo meccanicistico del solo parametro B/C per la prioritizzazione degli interventi potrebbe comportare un improprio "sbilanciamento" verso gli interventi con impatto locale (e.g. dispositivi di regolazione del reattivo, stazioni elettriche di trasformazione) che generalmente sono di più facile realizzazione rispetto a quelli con impatto nazionale (e.g. interconnessioni con paesi esteri, risoluzione di congestioni tra zone di mercato), sicuramente più complessi sia dal punto di vista realizzativo che di accettabilità da parte degli enti locali, ma non sostituibili dalle sole opere locali. Privilegiare un approccio di breve respiro, preferendo sistematicamente piccoli investimenti con rapporto benefici/costi maggiore rispetto a progetti più significativi pur con rapporto inferiore, rischierebbe di erodere progressivamente la resilienza della RTN di fronte a fenomeni, che

pur se difficilmente prevedibili, la storia recente insegna essere decisamente probabili, a discapito della sicurezza e della qualità del sistema elettrico;

- che la concessione e la stessa regolazione indirizzano il gestore ad una pluralità di finalità (risoluzione delle congestioni interne ed internazionali, qualità, sicurezza, ecc.); una prioritizzazione degli interventi di sviluppo affidata ad un solo indicatore non potrebbe riflettere correttamente tale necessaria tensione multidimensionale, rischiando di privilegiare alcuni aspetti a discapito di altri; per questo riteniamo che gli indicatori menzionati possano essere utilmente integrati da altri elementi di valutazione difficilmente monetizzabili quali, ad esempio, la componente di innovazione, l'impatto ambientale ed altri, e che sia opportuno considerare, fra le dimensioni utili alla prioritizzazione, anche le finalità degli investimenti;
- che l'aspettativa di fattibilità, spesso fortemente condizionata dall'accettabilità delle opere da parte delle comunità locali, costituisce una delle dimensioni più rilevanti ai fini della pianificazione e della concertazione degli interventi; tale dimensione, difficilmente catturabile in modo deterministico e quantitativo, conduce talvolta ad esplorare, parallelamente alle soluzioni ottime dal punto di vista tecnico/economico ma di prevedibile ardua accettabilità locale, alternative per altri aspetti inferiori ma più fattibili.

Per tutto quanto sopra, riteniamo che un approccio equilibrato alla prioritizzazione degli interventi ed opere di sviluppo non dovrebbe ridursi ad un esercizio meccanicistico, ma dovrebbe prevedere un'analisi multidimensionale degli indicatori citati che consenta di considerare tutte le principali dimensioni rilevanti. Una simile analisi potrebbe essere supportata, ad esempio, da strumenti quali il grafico esemplificativo riportato al paragrafo 3.1.

Con riferimento al perimetro di applicazione della ACB, ricordiamo che nel Piano di sviluppo è possibile distinguere due tipologie di intervento di sviluppo:

- intervento come insieme di opere principali (che apportano il principale beneficio elettrico e che tipicamente seguono un unico iter autorizzativo) ed opere accessorie / altre opere, quali le razionalizzazioni associate (che generalmente sono programmabili indipendentemente dalle principali).
- intervento come insieme di opere raggruppate in quanto insistenti lungo la stessa direttrice, poste nella stessa area geografica o avente la medesima finalità elettrica, ciascuna delle quali può autonomamente fornire benefici netti positivi e tipicamente segue iter di concertazione, autorizzazione e/o progettazione separati.

Nel primo caso i costi considerati nella ACB sono tutti quelli di opere principali ed accessorie (quando presenti); nel secondo si ritiene invece opportuno eseguire una ACB distinta per ciascuna opera o aggregato significativo di opere. Per entrambi i casi si propone una soglia minima di costo pari a 15 mln€ per l'applicazione della ACB, proponiamo di aggiornare annualmente tutte ACB, con le seguenti specificità ed eccezioni:

- le ACB di interventi o opere soggette ad autorizzazione ai sensi della decreto legge 239/03 e soggette a procedura di valutazione di impatto ambientale (VIA) saranno aggiornate, per l'ultima volta, all'emissione del decreto VIA, poiché lo stesso viene tipicamente emesso dopo che Terna ha svolto un lungo processo di concertazione con gli EE.LL.; in quel momento

Terna sarebbe, dunque, in grado sia di aggiornare i costi sulla base delle prescrizioni e varianti deliberate da parte delle Istituzioni, sia, se del caso, di fermare l'iter del progetto se tali prescrizioni rendessero il rapporto costi/benefici non più conveniente; per contro un eventuale stop del progetto a valle dell'autorizzazione ai sensi della legge 239/03 non sarebbe possibile, poiché l'autorizzazione implica un vincolo per Terna a realizzare l'opera, ed un'eventuale inottemperanza esporrebbe Terna ed i suoi amministratori a potenziali conseguenze civili e penali;

- le ACB di interventi non soggetti alla procedura VIA saranno aggiornate, per l'ultima volta, subito prima della presentazione dell'istanza di autorizzazione ai sensi del decreto legge 239/03; successivamente a tale istanza, infatti Terna non avrebbe potere di fermare il procedimento, e si troverebbe nella situazione descritta al punto precedente;
- le ACB di interventi o opere non soggette a procedura autorizzativa ai sensi del decreto legge, saranno aggiornate per l'ultima volta prima della contrattualizzazione delle relative forniture, al fine di minimizzare eventuali *sunk cost*.

Ove si renda necessario, in casi assolutamente eccezionali e specificamente motivati, decidere circa l'opportunità di proseguire o interrompere un progetto già inserito in Piani di Sviluppo precedentemente approvati ed avviato, precisiamo altresì:

- che i costi già sostenuti o che saranno sostenuti anche in caso di stop all'investimento (*sunk cost*) non dovranno essere considerati, dal momento che sono invarianti sia nel caso l'investimento sia portato a termine sia nel caso si decidesse di fermarlo;
- che dovrà essere individuata una modalità per rifondere integralmente il gestore di eventuali *sunk cost*.

3 OSSERVAZIONI AGLI SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

3.1 OSSERVAZIONI ALLO SPUNTO 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?"

Come anticipato in premessa, riteniamo sia opportuno mantenere il vincolo di un valore del rapporto B/C maggiore ad 1 per l'inserimento nel Piano di Sviluppo di un intervento quale conferma che i costi sostenuti per la realizzazione dell'intervento siano più che compensati dai benefici che lo stesso offre al sistema.

Come più volte rappresentato, interventi più complessi e generalmente più costosi, possono garantire al sistema volumi di benefici in termini di risparmi per l'utente finale sensibilmente più elevati. Occorre, inoltre, considerare categorie/classi di investimento.

Gli interventi di sviluppo proposti nei Piani di Sviluppo sono classificati in base alla tipologia di beneficio prevalente sul sistema elettrico nazionale:

- Incremento capacità interconnessione (interconnessione);
- Riduzione congestioni tra zone di mercato (riduzione congestioni interzonali);

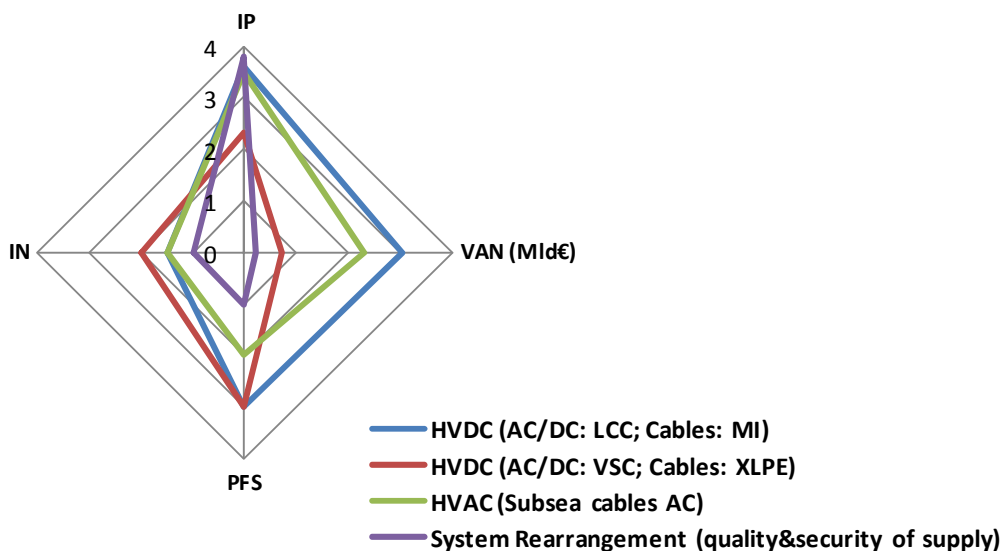
- Riduzione congestioni intrazonali e vincoli alla produzione efficiente (riduzione congestioni intrazonali);
- Incremento sicurezza ed affidabilità nelle Aree metropolitane (aree metropolitane);
- Qualità, continuità e sicurezza del servizio elettrico (qualità e sicurezza).

Tale classificazione risulta allineata a quanto riportato nella Concessione del servizio di Trasmissione e Dispacciamento.

È necessaria una giusta distribuzione degli interventi in modo tale da rispondere a tutte le necessità di sviluppo della rete di trasmissione e che quindi tenga conto oltre che della categoria di appartenenza anche di un indice di innovazione degli interventi proposti (per intercettare progetti “innovativi” su cui doverosamente un gestore di rete deve investire per garantire una crescita sostenibile delle infrastrutture di rete e assicurare un’adeguata resilienza della rete) e di un indice di fattibilità degli interventi medesimi.

Per quanto sopra, si propone un approccio che tenga conto, per ciascun intervento all’interno delle singole categorie (interconnessione con l’estero, congestione tra zone di mercato, congestioni intrazonali, aree metropolitane, qualità del servizio, ecc.), delle seguenti dimensioni (come graficamente riportato in figura):

- I. il rapporto B/C (IP);
- II. il VAN (Valore Attuale Netto, differenza tra benefici e costi attualizzati);
- III. l’indice di innovazione (IN);
- IV. la fattibilità degli interventi (PFS)



Infine, in aggiunta come già riportato nel paragrafo 4.7 – Indici di performance (KPI) dell’Allegato 3 al PdS 2015), si potrebbero affiancare alle dimensioni di cui sopra, ulteriori indicatori (qualitativi) di natura tecnica per una più completa valutazione delle priorità di investimento.

3.2 OSSERVAZIONI ALLO SPUNTO S16: “SI HANNO PROPOSTE PER INTEGRARE L’INDICE B/C CON UNA VALUTAZIONE, ANCHE SEMPLIFICATA DELL’INCERTEZZA DELLE STIME?”

Uno dei problemi principali, relativamente alla costruzione di scenari previsionali, specie nel lungo termine, è la vasta alea di incertezza che alcune variabili possono assumere: basti pensare alle possibili evoluzioni del costo dei combustibili o delle emissioni di CO₂, dove perfino le fonti disponibili in letteratura presentano il più delle volte valori molto distanti fra loro.

Ciò può rendere necessario, come avviene oggi nell’ambito dell’ENTSO-E TYNDP, l’utilizzo di un approccio multi scenario e/o analisi di sensitività tale da definire il perimetro entro il quale è dimostrabile l’efficacia di tale intervento.

Come anticipato in premessa, le variabili che concorrono alla definizione degli scenari sono molteplici e per lo più esogene; il gestore ha sì il dovere di preparare il sistema elettrico ad affrontare il futuro, ma non dispone di strumenti particolarmente migliori rispetto a quelli a disposizione di altri soggetti anche istituzionali per prevedere scenari di più lungo termine.

Il concessionario ha finora concentrato i suoi sforzi nella definizione dello scenario “di sviluppo”, ritenuto il più cautelativo e sul quale basare le analisi costi/benefici: utilizzando poi, per il dimensionamento degli interventi, anche situazioni finalizzate ad intercettare ulteriori possibili criticità. A differenza di quanto descritto sopra, si tratta, quindi di un approccio basato su un solo scenario di riferimento, sul quale poi si eseguono delle sensitività sui principali fattori di incidenza (costo dei combustibili, delle emissioni, ecc.)

Sulla base dell’esperienza maturata sia nell’ambito dell’elaborazione del TYNDP che quella nella predisposizione del Piano di sviluppo nazionale, Terna propone:

- di individuare lo scenario “di sviluppo” in grado di intercettare le criticità di sistema;
- di valutare gli interventi su tale scenario “di sviluppo”;
- di sviluppare analisi di sensitività rispetto ai parametri ritenuti maggiormente impattanti.

3.3 OSSERVAZIONI ALLO SPUNTO S17: “SI HANNO COMMENTI SULLE PROPOSTE SPECIFICHE PRESENTATE NEI PUNTI DA C1 A C13 DI QUESTA APPENDICE?”

3.3.1 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C1 – SCENARI E DEFINIZIONE DEGLI ORIZZONTI TEMPORALI

Ad oggi il Piano di sviluppo nazionale adotta la seguente convenzione relativa agli anni orizzonte:

- medio termine: +5 anni (secondo il PdS 2016 corrisponde al 2020)
- lungo termine: +10 anni (secondo il PdS 2016 corrisponde al 2025)
- lunghissimo termine: >10 anni tutto ciò che sarà completato fuori orizzonte di piano e può essere incluso nelle vision ENTSO-E (2030)

In particolare il PdS 2016 prevede:

- uno scenario 2020 allineato con l' "Expected progress 2020" di ENTSO-E
- due scenari 2025¹ di cui:
 - uno allineato al trend della ENTSO-e Vision 1
 - uno allineato al trend della ENTSO-e Vision 3

La definizione delle esigenze di sviluppo avviene attraverso l'utilizzo dello scenario rappresentativo di sviluppo allineato al trend della ENTSO-E Vision 1 ossia quello scenario in grado di evidenziare le principali problematiche di esercizio della rete di trasmissione. In aggiunta a questo si valutano alcune problematiche molto specifiche, come la regolazione della tensione, le situazioni di overgeneration rinnovabile, su scenari più di dettaglio, predisposti con lo scopo preciso di cogliere possibili criticità nel sistema. I diversi interventi/opere saranno analizzati tenendo conto della data presunta di entrata in servizio e sullo/sugli scenario/i di maggior rilevanza. In taluni casi potranno essere eseguite delle analisi di sensitività. Si può proporre che tutti gli interventi previsti da PdS nel lungo termine, anche se verosimilmente saranno completati anche oltre i 10 anni, siano valutati con il modello +10 anni.

Altro fattore rilevante da considerare è l'evoluzione dello stesso sistema elettrico: in sostanza quali e quanti interventi di sviluppo possono essere considerati ragionevolmente in servizio all'anno di analisi. Il lag temporale, infatti, tra la pianificazione di un intervento e la realizzazione dello stesso, può essere di difficile previsione e in particolare non di diretto controllo del gestore.

Terna non ravvede criticità circa la modifica legislativa che renda biennale la cadenza del processo di aggiornamento, consultazione e approvazione dei Piani di Sviluppo segnalata dall'AEEGSI e l'obbligo per il gestore di pubblicare, negli anni in cui il Piano non è redatto, uno snello rapporto di avanzamento degli interventi dei Piani precedenti, sulla falsa riga di quanto già avviene in ambito ENTSO-E per la pubblicazione del TYNDP.

Per quanto riguarda la pubblicazione della previsione della domanda di potenza elettrica sul sistema elettrico nazionale e delle stime della capacità di produzione, Terna propone di limitare l'orizzonte temporale delle proprie previsioni a dieci anni, ribadendo che previsioni di più lungo termine di carattere nazionale non sarebbero sufficientemente supportate da elementi fattuali; relativamente alle previsioni dei prezzi dei combustili e dei prezzi della CO2 vengono recepite le previsioni già rese disponibili in ambito ENTSO-E

3.3.2 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C2 – STUDI DI MERCATO E DI RETE

Non si rilevano criticità nel fornire la tabella richiesta dall'AEEGSI, nella modalità a titolo esemplificativo di seguito riportata (tabella 1).

¹ Gli scenari ENTSO-E V1 e V3 sono di tipo bottom-up, costruiti cioè sulla base dei contributi dei singoli TSO, nel rispetto delle guidelines ENTSO-E

Table 1 - Simulations for benefits evaluation.

	BT1: Social Economic Welfare [€]	BT2: Perdite di rete [€]	BT3: Riduzione rischi energia non fornita (ENF) [€]	BT5: Integrazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili [€]	BT6: Investimenti evitati [€]	BT7: Riduzione dei costi per servizi di rete [€]	BT8: Riduzione delle emissioni di CO ₂ [€]
Market simulation	X	-	-	X	-	-	X
Grid simulation	-	X	X	X	-	X	X

3.3.3 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C3 – IDENTIFICAZIONE DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO CANDIDATI

Nel Piano di Sviluppo è possibile distinguere due tipologie di intervento di sviluppo:

- intervento come insieme di opere principali (che apportano il principale beneficio elettrico e che tipicamente seguono un unico iter autorizzativo) ed opere accessorie / altre opere, quali le razionalizzazioni associate (che generalmente sono programmabili indipendentemente dalle principali).
- intervento come insieme di opere raggruppate in quanto insistenti lungo la stessa direttrice, poste nella stessa area geografica o avente la medesima finalità elettrica, ciascuna delle quali può autonomamente fornire benefici netti positivi e tipicamente segue iter di concertazione, autorizzazione e/o progettazione separati.

Gli interventi di sviluppo proposti nei Piani di Sviluppo sono altresì classificati in base alla tipologia di beneficio prevalente sul sistema elettrico nazionale:

- Incremento capacità interconnessione (interconnessione);
- Riduzione congestioni tra zone di mercato (riduzione congestioni interzonali);
- Riduzione congestioni intrazonali e vincoli alla produzione efficiente (riduzione congestioni intrazonali);
- Incremento sicurezza ed affidabilità nelle Aree metropolitane (aree metropolitane);
- Qualità, continuità e sicurezza del servizio elettrico (qualità e sicurezza).

Tale classificazione risulta allineata a quanto riportato nella Concessione del servizio di Trasmissione e Dispacciamento.

In accordo a quanto riportato nel precedente punto di discussione C.1 il set di opere che definisce un intervento è valutato in sede di pianificazione grazie ad opportuni studi di rete. Gli interventi e le relative opere che li costituiscono hanno l'obiettivo di soddisfare le esigenze di sviluppo della rete di trasmissione, minimizzando i costi sostenuti dagli utenti. La valutazione è specifica per ogni progetto.

Due o più interventi in generale possono essere correlati quando funzionalmente concorrono al raggiungimento degli stessi obiettivi (es. riduzione delle congestioni tra due zone, miglioramento della qualità del servizio in una certa porzione di rete etc.) ed esistono delle interdipendenze reciproche. Per esempio, come ricordato nel PdS 2015, il beneficio di un intervento che comporta un incremento della capacità di scambio tra due zone, può dipendere sia da altri interventi che insistono sulla medesima sezione critica, sia da altri interventi che permettono di liberare uno stesso corridoio energetico. Vista la complessità delle analisi e la molteplicità dei casi che si possono riscontrare nella pratica, le correlazioni tra diversi progetti devono essere studiate caso per caso, eseguendo specifiche simulazioni di rete e di mercato.

3.3.4 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C4 – AMBITO DI ANALISI

Per i progetti con impatto *cross-border*, al fine di permettere la verifica della coerenza tra le analisi TYNDP e le analisi del PdS, non si rileva alcuna criticità a fornire le informazioni di beneficio sia in relazione all'ambito "europeo" sia in relazione ai benefici per l'Italia, in quanto le analisi di mercato ci forniscono i dettagli sia per l'Europa che per l'Italia.

E' però necessario precisare che i risultati possono essere disallineati tra TYNDP e PdS in quanto lo scenario di riferimento, il dettaglio del modello e l'orizzonte di riferimento possono differire.

È altresì importante precisare che, a livello nazionale, laddove il costo del progetto pubblico è ribaltato sulla tariffa dei contribuenti, la valorizzazione degli indicatori quali IP, VAN non possono che essere riferiti al contesto nazionale.

3.3.5 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C5 – VALUTAZIONE DEI COSTI

In aggiunta a quanto Terna ha già presentato nell'Allegato 3 – "Evoluzione della metodologia analisi costi-benefici" del Piano di Sviluppo 2015, preme segnalare che l'accuratezza della stima è funzione del grado di maturità dell'intervento: sarà dunque inferiore per le opere in concertazione, in progettazione e in autorizzazione, in funzione dell'esito dell'iter concertativo con gli enti locali, della fattibilità, dell'iter autorizzativo. Sarà più puntuale con il decreto di autorizzazione contenente le prescrizioni e con il successivo progetto esecutivo.

3.3.6 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C6 – VALUTAZIONE DELLE POSSIBILI CORRELAZIONI TRA INTERVENTI AI FINI DEL CALCOLO DEI BENEFICI

Già dal prossimo PdS 2016 Terna ha rappresentato le date previste di entrata in esercizio degli interventi e delle opere di sviluppo.

Il documento che descrive l'avanzamento dei piani precedenti riporta due categorie di interventi: opere principali (beneficio significativo) e altre opere.

Per tali due categorie si riporta la previsione della tempistica divisa nelle seguenti fasi:

- Data avvio attività: avvio iter autorizzativo e/o attività propedeutiche di progettazione esecutiva della/e opere principali (o non) dell'intervento;
- Data avvio cantiere: avvio cantieri per la realizzazione, successivamente alle attività al punto precedente;
- Data prevista di completamento: completamento ed entrata in esercizio dell'ultima opera principale, successivamente alle attività al punto precedente.

3.3.7 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C7 – IDENTIFICAZIONE DELLE CATEGORIE DI BENEFICIO

Terna condivide l'attenzione dell'AEEGSI ad evitare fenomeni di double counting. Pertanto si porrà la massima attenzione, con l'esposizione della nuova metodologia, a fornire i chiarimenti necessari (cfr. osservazioni sul punto C.11).

3.3.8 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C8 – SOCIAL ECONOMIC WELFARE (B1)

Il beneficio 11 "Effects on competition and market power" della Table 2 – A proposal for future CBA updates (Source: Agency's evaluations based on inputs from Frontier's study) a cui fa riferimento l'Autorità si riferisce alle strategie di bidding in un mercato competitivo, peculiarità che non viene simulata dalla proposta Terna.

I mark-up applicati in Promed (simulatore adottato dal Gestore) rispecchiano i costi di avviamento e di inflessibilità degli impianti mentre non rispecchiano le strategie di offerta per potere di mercato degli operatori. Le simulazioni proposte da Terna sono quindi da considerarsi delle simulazioni a minimi costi "corretti", nel senso che il merit order degli impianti non si basa solo sui costi marginali di produzione ma anche sui costi di avviamento e di inflessibilità.

Lo sviluppo del software attuale consente di tener conto del costo marginale incrementato di una determinata quota di mark-up al fine di coprire i costi di avviamento degli impianti.

Si segnala che la proposta di simulazione "a costi" risulta essere cautelativa rispetto alle analisi in oggetto. Atteggiamenti opportunistici di mercato comportano un incremento del beneficio calcolato ma prescindono le competenze/compiti in capo alla Concessionaria. Resta inteso che gli strumenti di valutazione quali ad esempio Promed vengono costantemente aggiornati in funzione delle evoluzioni del quadro regolatorio.

3.3.9 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C9 – VARIAZIONE PERDITE DI RETE (B2)

Preso atto che l'AEEGSI ritiene l'approccio proposto accettabile, precisiamo che l'attuale metodologia per i risultati attesi di Piano, adottando un approccio di tipo semplificato, valorizza le perdite alla punta di carico attraverso calcoli di load-flow, ripetibili, effettuati con e senza tutti interventi previsti dal Piano (ovvero prevedendo la contemporaneità della entrata in servizio degli stessi); il calcolo del numero di ore equivalenti viene invece ricavato da dati consuntivi e revisionato periodicamente.

Il valore corrisponde, come ben rappresentato nello stesso DCO, ad un valore pari circa 6% delle perdite sul fabbisogno dell'intero sistema in linea con i valori storici registrati.

Come specificato nell'Allegato 3 di cui al PdS 2015, questo calcolo lascerà il posto a stime di maggior dettaglio della valorizzazione economica dei benefici relativi agli interventi di sviluppo rilevanti mediante l'utilizzo di simulazioni di tipo Monte Carlo, quindi di tipo probabilistico, che già includono tra gli output un valore in energia persa.

3.3.10 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C10 – RIDUZIONE RISCHI ENERGIA NON FORNITA (B3)

L'utilizzo ex-post di fattori di correzione dell'energia non fornita che tengano conto dei servizi di mitigazione presenti nella realtà non è di facile implementazione in quanto, la garanzia della mitigazione e della contro alimentazione è stata più volte testata in questi anni e rispetto ai valori ufficiali comunicati dai distributori, il servizio, in tempo reale, è stato spesso non garantito.

Inoltre, in condizioni di eventi particolarmente critici (es. eventi atmosferici registrati negli ultimi anni su aree particolarmente ristrette), si è registrato il fuori servizio di porzioni di rete attigue tra loro annullando anche il potenziale effetto di mitigazione e contro alimentazione della rete di distribuzione. Pertanto, l'incertezza di tali servizi, l'obbligo di pianificare per l'esercizio in sicurezza della rete in tutte le condizioni e l'impossibilità di catturare eventi multipli di fuori servizio attraverso i dati statistici di guasto, impone una pianificazione a vantaggio della sicurezza per garantire l'affidabilità del servizio di trasmissione in tutte le condizioni di rete. Per questo motivo, Terna ritiene non prudentiale tener conto di fattori di correzione per mitigazione/contro alimentazione volendo garantire l'autoconsistenza della Rete di Trasmissione per la gestione del servizio. Il ricorso a mitigazione/contro alimentazione resta un servizio a disposizione del gestore per l'esercizio in tempo reale (margine di sicurezza) utile in situazioni di emergenza.

Terna ritiene, ai fini della pianificazione, non prudentiale l'utilizzo di settaggi di "sovraccarico" (e di conseguente distacco di carico) che tengono più propriamente conto della sovraccaricabilità delle reti reali; il distacco di carico o i settaggi di sovraccarico (corretta taratura delle protezioni) è un'azione, in emergenza, per garantire il mantenimento del sincronismo del sistema interconnesso funzionale alla regolazione frequenza/potenza del sistema elettrico e l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico. L'obiettivo del gestore, in accordo con quanto già previsto in ambito europeo con l'implementazione dei codici di rete europei, è garantire questi servizi per la gestione del sistema in condizioni di emergenza. L'obiettivo della pianificazione è invece intercettare situazioni in cui si mette a rischio il corretto funzionamento del sistema elettrico.

Le analisi affidabilistiche basate su un approccio di tipo Monte Carlo analizzano un elevato numero di stati di esercizio della rete rappresentativi delle possibili situazioni dovute a guasto o variazioni nella produzione da fonti di produzione aleatorie o di carico. I risultati di queste simulazioni sono legati alla probabilità di occorrenza delle situazioni esaminate e al numero di campioni considerato che dovrebbe garantire la convergenza del metodo.

Il confronto dei risultati delle simulazioni affidabilistiche con figure a consuntivo ricavate sulla rete attuale non può quindi prescindere da questi presupposti. Anche se le analisi affidabilistiche venissero quindi svolte su una rete attuale il confronto con i consuntivi resterebbe difficoltoso data la diversità del campione analizzato (sarebbe necessario avere a disposizione un numero di anni di esercizio molto elevato a parità di struttura della rete).

Il fatto che l'analisi affidabilistica venga poi svolta su reti previsionali rende ancor meno significativo un eventuale confronto perché le variazioni di carico in assenza di rinforzo potrebbero facilmente portare a situazioni critiche anche persistenti che non si riscontrano attualmente.

Per i motivi di cui sopra, appare inappropriato il riferimento alla necessità di allineamento dei risultati delle simulazioni con i *trend* storici. Un eventuale confronto in termini di target di affidabilità attesi potrebbe essere riservato agli scenari previsionali in presenza degli interventi di sviluppo pianificati che dovrebbe garantire la preservazione o il miglioramento degli attuali livelli di adeguatezza.

L'utilizzo di un load flow in corrente continua viene normalmente associato ad una correzione delle portate degli elettrodotti per tener conto del transito di reattivo che contribuisce al caricamento della linea, ma di cui non è possibile ottenere una valorizzazione con l'approccio semplificato.

In alternativa è possibile, con un maggiore aggravio sulle tempistiche delle analisi, adottare metodi disaccoppiati, per una stima del profilo di tensione e conseguente calcolo del reattivo in rete, che non pregiudichino la convergenza del calcolo.

Entrambe le opzioni sono incluse nei modelli attualmente in uso da parte di Terna che attualmente utilizza la prima delle due.

Rispetto all'indicazione sul VOLL in cui *“L'Autorità ritiene preliminarmente che la differenziazione potrebbe variare tra i valori di 20 Euro/kWh non fornito (valorizzazione di riferimento per la continuità della distribuzione) e di 40 Euro/kWh non fornito (valorizzazione per l'affidabilità della trasmissione)”* ed alla luce di quanto su esposto Terna non ritiene consono l'utilizzo di fattori di correzione per mitigazione/contro alimentazione volendo garantire l'autoconsistenza della RTN.

Pertanto, Terna condivide l'utilizzo di un VOLL variabile tra 20 €/kWh e 40 €/MWh.

3.3.11 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C11 – INTEGRAZIONE DELLA PRODUZIONE DI FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (B5)

Le simulazioni per valutare il beneficio da incremento del social welfare si riferiscono ai soli mercati dell'energia (MGP+MI). Di conseguenza, gli unici vincoli di rete modellati in queste simulazioni sono i limiti di scambio tra le zone di mercato. Il valore di over-generation risultante da queste

simulazioni, se presente, non è considerato nel calcolo del beneficio B5 nella proposta della nuova metodologia ACB. Tuttavia, è vero che quando si presenta over-generation già nei mercati del giorno prima, si può ottenere grazie alla realizzazione di un intervento, un incremento del SEW specificatamente associato alla maggior energia rinnovabile integrata. Tale incremento di SEW è quantificabile con il prodotto tra la quantità di over-generation evitata nei mercati dell'energia per il costo marginale degli impianti termoelettrici in quelle ore. Tale contributo, vista la monetizzazione dell'integrazione delle fonti rinnovabili descritta nel seguito, andrebbe scorporato dal SEW ottenuto, al fine di evitare double counting. Simulazioni di mercato su scenari coerenti con il Piano di Sviluppo, hanno tuttavia mostrato come il fenomeno dell'over-generation nei mercati dell'energia sia assolutamente trascurabile e quindi il problema del double counting, di fatto, non si pone.

Le simulazioni svolte per quantificare l'over-generation di sistema e quindi il beneficio B5, invece, sono diverse da quelle dei mercati dell'energia e hanno lo scopo di simulare le condizioni di esercizio del sistema elettrico. Coerentemente a ciò, si modellano i vincoli tipici di MSD, come l'approvvigionamento della riserva e l'accensione di gruppi must-run per la risoluzione dei vincoli a rete integra. Visto il numero maggiore di vincoli presenti nelle simulazioni "MSD", l'over-generation che si ottiene è tipicamente molto maggiore rispetto a quella ottenibile con la simulazione dei mercati dell'energia. Per tutti i motivi elencati, quindi, si può escludere l'esistenza di double counting nel calcolo del beneficio B5.

Infine, il costo per il sistema dei tagli di energia rinnovabile non prevede solo il costo del termoelettrico evitato, ma anche un extra danno di tipo sociale, implicitamente associato alla mancata produzione di energia "verde" in favore di impianti di produzione alimentati con combustibili fossili. Tale danno è sostanzialmente legato al mancato raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione a livello nazionale. Terna ha proposto diversi parametri per monetizzare questa externalità, tutti basati su stime indirette. Più in dettaglio, nel PdS 2015 (pag. 239), sono state proposte tre diverse soluzioni per la monetizzazione dell'extra-valore dell'energia "verde": il valore dell'LCOE delle fonti rinnovabili, il costo storico dell'incentivazione rinnovabile, l'incentivo per i soli impianti eolici, proponendo l'ultima soluzione come quella preferibile almeno in una fase iniziale della metodologia. Il valore dell'incentivo è quanto la società è stata disposta a pagare in più l'energia rinnovabile rispetto alla produzione tradizionale e per tale motivo esso è stato utilizzato come stima dell'esternalità da mancata produzione "verde".

3.3.12 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C12 – ANALISI ECONOMICHE E *DISCOUNTING*

In linea con la proposta del DCO e con le indicazioni che stanno emergendo in ambito europeo, Terna accoglie la proposta ed ha già proceduto all'applicazione della stessa nel PdS 2016.

3.3.13 OSSERVAZIONI SUL PUNTO C13 – PRESENTAZIONE DEI RISULTATI

L’Autorità condivide l’obiettivo proposto da Terna in merito all’aggiornamento della metodologia, perseguendo tra i principali obiettivi quello di *“porre la massima attenzione alla riduzione dei costi sostenuti dai consumatori ed utenti del sistema elettrico, che in ultima analisi sopportano il costo delle infrastrutture del sistema di trasmissione nazionale.”*

A tal fine Terna non può che valorizzare i “benefici fisici”, nelle componenti del Consumer surplus e Congestion rent e degli altri benefici che derivano dalle simulazioni di rete, in quanto sono i consumatori in ultima analisi che sopportano i costi dello sviluppo delle infrastrutture.

Lato sistema, risulta particolarmente importante dare evidenza dei benefici socio-economici e dei vantaggi per il sistema elettrico. Pertanto si intende fornire i dati tecnici principali alla base delle valutazioni (in particolare l’incremento della capacità di trasporto associato al progetto) e i valori fisici ottenuti in output alle simulazioni o alle valutazioni tecniche effettuate: *social-economic welfare*, variazione perdite di energia, riduzione ENF, integrazione FER, variazione risorse per servizi di rete, variazione emissioni di CO₂ e KPI.

Tali parametri saranno riportati in forma tabellare:

Tabella- Benefici per il sistema

GTC [MW]	SEW Italy [Mln€/year]	SEW System [Mln€/year]	RES integration [GWh/ year]	Δ losses [GWh/ year]	ENS [GWh/year]	Δ ancillary services UP [GWh/ year]	Δ ancillary services DOWN [GWh/ year]	Δ CO ₂ emission [kton/year]

Ai fini del rapporto benefici/costi attualizzati (IP o *benefit-cost ratio*) e del valore attuale netto (VAN o *net present value, NPV*) proponiamo di valorizzare i benefici monetizzabili e le sole componenti di Consumer Surplus e Congestion rent per le motivazioni di cui sopra.

CAPEX [Mln€]	IP or B/C	VAN [Mln€]