

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
374/2018/R/GAS

**ORIENTAMENTI PER LA VALUTAZIONE DEGLI INTERVENTI DI
SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE**

Requisiti minimi e linee guida per l'analisi costi-benefici

Mercato di incidenza: gas naturale

5 luglio 2018

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del percorso avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 19 ottobre 2017, 689/2017/R/GAS per la formazione di provvedimenti in materia di requisiti minimi (informativi e metodologici) per la valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale da applicare nell'ambito dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto di cui all'articolo 16 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93.

Il documento esprime e sottopone alla consultazione gli orientamenti dell'Autorità in materia di requisiti minimi e linee guida per l'analisi costi-benefici (ACB) ai fini della valutazione economica degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, che tengono anche conto del confronto tra gli Uffici dell'Autorità e i gestori delle reti di trasporto, nonché del coinvolgimento di tutti i soggetti interessati in sede di consultazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto relativi all'anno 2017.

Il processo di consultazione rientra nell'ordinaria attività connessa al completamento di un procedimento avviato prima del periodo di prorogatio del Collegio dell'Autorità, e riveste carattere di urgenza in quanto trova la sua prima, almeno parziale, applicazione nell'ambito dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto relativi all'anno 2018, che i gestori sono tenuti a presentare all'Autorità entro il 30 settembre 2018.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica all'indirizzo infrastrutture@arera.it, **entro il 3 agosto 2018**. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.*

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 Milano**

*e-mail: infrastrutture@arera.it
sito internet: www.arera.it*

INDICE

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....	5
1 Oggetto della consultazione e aspetti procedurali	5
2 Quadro normativo e regolatorio	6
<i>Quadro normativo comunitario.....</i>	<i>7</i>
<i>Terzo pacchetto energia</i>	<i>7</i>
<i>Regolamento 347/2013</i>	<i>7</i>
<i>Quadro normativo nazionale.....</i>	<i>8</i>
<i>La metodologia di ACB sviluppata ai sensi del Regolamento 347/2013</i>	<i>9</i>
<i>Metodologia ACB di ENTSOG.....</i>	<i>9</i>
<i>Opinione di ACER sulla metodologia ACB di ENTSOG.....</i>	<i>11</i>
3 Contributi dalle fasi di discussione e confronto preliminare.....	12
<i>Contributi in esito al workshop del 21 marzo 2018</i>	<i>12</i>
<i>Osservazioni nell'ambito della consultazione sui Piani 2017</i>	<i>15</i>
4 Obiettivi dell'intervento dell'Autorità.....	15
<i>Obiettivi di carattere tariffario.....</i>	<i>17</i>
<i>Obiettivi di carattere ambientale.....</i>	<i>17</i>
5 Ambito di applicazione dell'ACB.....	18
PARTE II LINEE GUIDA PER L'ACB DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DI GAS NATURALE	20
6 Premessa	20
7 Principi generali.....	20
8 Scenari di Piano per l'ACB	22
9 Analisi di contesto.....	22
10 Definizione degli obiettivi di un intervento	23
11 Requisiti minimi dell'intervento oggetto di analisi.....	24
<i>Caratteristiche principali</i>	<i>25</i>
<i>Tempistiche, stato di avanzamento e avanzamento rispetto al piano precedente.....</i>	<i>26</i>
<i>Soggetti promotori dell'intervento di sviluppo.....</i>	<i>27</i>
<i>Analisi della domanda.....</i>	<i>28</i>
<i>Analisi dell'offerta.....</i>	<i>29</i>
12 Requisiti per l'analisi economica	30
<i>Ipotesi di riferimento</i>	<i>30</i>
<i>Fattori correttivi.....</i>	<i>31</i>
13 Analisi dei benefici.....	33
<i>Esclusione degli impatti indiretti.....</i>	<i>33</i>
<i>Ambito di riferimento dei benefici.....</i>	<i>34</i>
<i>Categorie di beneficio</i>	<i>34</i>

14	Analisi dei costi	38
15	Indicatori di <i>performance</i> economica.....	40
16	Analisi di sensitività e di rischio	41
17	Indicatori quantitativi	42
18	Presentazione dei risultati.....	44
19	Applicazione della valutazione multicriteri	44
	<i>Principi generali.....</i>	<i>44</i>
	<i>La metodologia di valutazione multicriteri</i>	<i>45</i>
	Appendice – Elementi costitutivi della scheda intervento	48

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1 Oggetto della consultazione e aspetti procedurali

- 1.1 Il presente documento per la consultazione ha per oggetto gli orientamenti per l'elaborazione di requisiti minimi e linee guida per l'analisi costi-benefici (di seguito: ACB) ai fini della valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale contenuti nei Piani decennali di sviluppo (di seguito: Piani o Piani decennali) di cui all'articolo 16 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11).
- 1.2 Con deliberazione 28 giugno 2016, 351/2016/R/GAS, recante "Disposizioni per la consultazione degli schemi di Piano decennale di Sviluppo della rete di trasporto del gas naturale" (di seguito: deliberazione 351/2016/R/GAS), l'Autorità ha definito i criteri minimi di redazione dei Piani ai fini delle valutazioni da parte dell'Autorità. In particolare, l'articolo 2, lettera f), della medesima deliberazione prescrive che *"per ciascuno dei progetti di investimento, inclusi quelli non ancora in corso di realizzazione, deve essere fornita un'analisi dei costi e dei benefici, avendo cura di dettagliarne le modalità di effettuazione e le ipotesi prese a riferimento"*.
- 1.3 Le disposizioni di cui all'articolo 1 della legge 14 novembre 1995, n. 481 e s.m.i. (di seguito: legge 481/95) prevedono che l'ordinamento tariffario tuteli gli interessi di utenti e consumatori attraverso *"la promozione della concorrenza e dell'efficienza"* e armonizzi *"gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali...di uso efficiente delle risorse"*. In forza di tali disposizioni normative, la disciplina tariffaria (cfr. articolo 3, comma 3, dell'Allegato A della deliberazione 3 agosto 2017, 575/2017/R/GAS, di seguito: RTTG) prevede il riconoscimento in tariffa dei costi relativi agli investimenti *"a condizione che [questi] siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità"*. L'ACB degli interventi di sviluppo contenuti nei Piani decennali, richiesta dall'Autorità fin dalla deliberazione 351/2016/R/GAS, costituisce uno strumento innovativo utile a verificare che la scelta degli investimenti individuati dai gestori del sistema di trasporto sia effettuata in coerenza con criteri di economicità ed efficienza e consente, in questo quadro, di individuare, secondo una logica di selettività degli investimenti (cfr. memoria 28 settembre 2017, 664/2017/I/COM), gli interventi infrastrutturali in grado di apportare maggiore utilità al sistema.
- 1.4 Con deliberazione 19 ottobre 2017, 689/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 689/2017/R/GAS), in sede di valutazione dei Piani relativi agli anni 2014, 2015 e 2016, l'Autorità ha evidenziato possibili aree di miglioramento dei Piani sia sotto il profilo redazionale, con riferimento alla trasparenza e completezza del contenuto informativo, sia sotto il profilo metodologico, evidenziando in

particolare l'esigenza di disporre di uno strumento, quale l'ACB, che consenta di valutare gli interventi secondo criteri di maggiore selettività. A tal fine, con la medesima deliberazione, l'Autorità ha avviato un Tavolo tecnico per il confronto tra gli Uffici e i gestori delle reti di trasporto in materia di ACB.

- 1.5 Con il presente documento per la consultazione, l'Autorità esprime i propri orientamenti in materia di requisiti minimi e linee guida per la valutazione economica degli interventi di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale, sviluppati in coerenza con le metodologie di valutazione economica di progetti comunemente adottate, le esperienze internazionali, le metodologie già introdotte dall'Autorità nel settore della trasmissione elettrica, nonché le considerazioni apportate dai gestori nell'ambito del Tavolo tecnico sopra richiamato.
- 1.6 Successivamente alla pubblicazione del presente documento per la consultazione, e in vista dell'adozione del provvedimento finale, gli Uffici dell'Autorità intendono proseguire il confronto con i gestori di rete nell'ambito del Tavolo tecnico di cui al punto 11 della deliberazione 689/2017/R/GAS.
- 1.7 In parallelo all'approvazione del provvedimento finale, l'Autorità intende aggiornare, in linea con le prescrizioni e raccomandazioni di cui alla deliberazione 689/2017/R/GAS, le disposizioni di cui alla deliberazione 351/2016/R/GAS in materia di requisiti minimi di completezza e trasparenza dei Piani.
- 1.8 Al fine di garantire un'applicazione coerente dell'ACB nei Piani dei diversi gestori, l'Autorità intende dare mandato all'impresa maggiore di trasporto di redigere una proposta di criteri applicativi dell'ACB per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto contenuti nei Piani; tale proposta, previa consultazione degli altri gestori di rete e di tutti i soggetti interessati, dovrà essere sottoposta all'Autorità per la relativa approvazione.
- 1.9 L'Autorità ritiene in ogni caso necessario che i requisiti per l'ACB trovino applicazione, almeno parzialmente e compatibilmente con le tempistiche disponibili, già con riferimento ai Piani decennali 2018, il cui invio all'Autorità per le valutazioni di competenza è previsto entro il 31 ottobre 2018 (con invio degli altri operatori all'impresa maggiore di trasporto, ai fini del coordinamento, entro il 30 settembre 2018).

S 1. Osservazioni in merito all'oggetto della consultazione e agli aspetti procedurali

2 Quadro normativo e regolatorio

- 2.1 Nel presente capitolo si descrive il quadro normativo nazionale e comunitario di riferimento in materia di sviluppi infrastrutturali e applicazione di ACB.

Quadro normativo comunitario

Terzo pacchetto energia

- 2.2 Il cd. “Terzo pacchetto energia”¹, approvato nel luglio 2009, prevede specifiche disposizioni in materia di infrastrutture, specificamente con riferimento agli obblighi di redazione di Piani decennali di trasporto della rete di gas naturale.
- 2.3 In particolare, la direttiva 2009/73/CE recante “*Norme comuni per il mercato interno del gas naturale*” all’articolo 22, punto 1, prevede per i gestori dei sistemi di trasporto l’obbligo di trasmettere annualmente all’Autorità di regolamentazione un Piano decennale di sviluppo della rete basato sulla domanda e sull’offerta esistenti e previste. Il medesimo articolo 22, al successivo punto 5, attribuisce alle Autorità di regolamentazione il compito di valutare se il Piano decennale contempli tutti i fabbisogni individuati in materia di investimenti, e se risulti coerente con il piano decennale di sviluppo non vincolante della rete a livello comunitario (*Ten-Year Network Development Plan*, di seguito: TYNDP) predisposto dalla Rete europea dei gestori dei sistemi di trasporto del gas (*European Network of Transmission System Operators for Gas*, di seguito: ENTSOG) di cui all’articolo 8, paragrafo 3, lettera b), del Regolamento 715/2009.
- 2.4 Il medesimo articolo 8 del Regolamento 715/2009 prevede che il TYNDP debba basarsi sui Piani di investimento nazionali, e come l’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia (*Agency for the cooperation of energy regulators*, di seguito: ACER) abbia il compito di esaminare i Piani nazionali per valutarne la coerenza con il TYNDP. In particolare, il Regolamento prevede che ACER, qualora individui incoerenze tra un Piano nazionale di un operatore di trasporto indipendente e il TYNDP, possa raccomandare la modifica di quest’ultimo.

Regolamento 347/2013

- 2.5 Il Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 (di seguito: Regolamento 347/2013), nella prospettiva di garantire uno sviluppo infrastrutturale volto all’integrazione dei mercati, rafforza le previsioni del Regolamento 715/2009 in materia di TYNDP, prevedendo l’individuazione di progetti di interesse comune (cd. *Projects of Common Interests*, PCI), un iter autorizzativo accelerato, e la possibilità di ottenere aiuti finanziari da parte dell’Unione per favorire la realizzazione dei progetti selezionati.

¹ Il Terzo pacchetto comprende due direttive (la direttiva 2009/72/CE sul mercato interno dell’energia elettrica e la direttiva 2009/73/CE, sul mercato interno del gas), e tre regolamenti (il Regolamento n. 713/2009, che istituisce un’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia, e i Regolamenti n. 714/2009 e n. 715/2009 in materia di accesso alle infrastrutture di trasmissione e trasporto dell’energia elettrica e del gas).

- 2.6 Ai sensi dell'articolo 11 del medesimo Regolamento, le Reti europee dei gestori dei sistemi di trasmissione per l'elettricità (ENTSO-E) e dei gestori dei sistemi di trasporto per il gas (ENTSOG) sono tenute a predisporre una metodologia ACB per lo sviluppo delle infrastrutture del proprio settore, da applicarsi nella predisposizione di ciascun successivo TYNDP e nella selezione dei PCI.
- 2.7 Il percorso di elaborazione di ciascuna metodologia settoriale, che coinvolge molteplici *stakeholder*, prevede che questa sia dapprima oggetto di consultazione pubblica, in seguito oggetto di pareri formali da parte di ACER e della Commissione, e infine - a valle di eventuali adattamenti da parte degli ENTSO - approvata dalla medesima Commissione.
- 2.8 Le prescrizioni del Regolamento 347/2013 in materia di metodologia ACB prevedono:
- una valutazione dei benefici dei progetti attraverso il metodo del confronto "*with-and-without*", che stima gli impatti in presenza e in assenza dell'intervento in esame, a parità di tutti gli altri parametri (*ceteris paribus*);
 - la definizione di criteri e indicatori in linea con i criteri generali di integrazione dei mercati e interoperabilità, competitività, sicurezza degli approvvigionamenti di gas e sostenibilità;
 - la necessità di esplicitare alcuni specifici elementi di costo².

Quadro normativo nazionale

- 2.9 Recependo il Terzo pacchetto energia, il decreto legislativo 93/11, articolo 16, comma 2, prevede che il gestore del sistema di trasporto trasmetta annualmente all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico uno schema di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto che contiene misure efficaci atte a garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza di approvvigionamento, tenendo conto anche dell'economicità degli investimenti e della tutela dell'ambiente; il medesimo articolo prevede inoltre che l'Autorità, ricevuto il Piano decennale, lo sottoponga a consultazione secondo modalità aperte e trasparenti e renda pubblici i risultati della consultazione.
- 2.10 Inoltre, ai sensi dell'articolo 16, comma 3, del decreto legislativo 93/11, il Piano decennale deve:
- a) contenere una descrizione di dettaglio delle caratteristiche della rete di trasporto, delle aree in cui la stessa è funzionalmente articolata, nonché delle criticità e delle congestioni presenti o attese;

² Il Regolamento 347/2013 ha inoltre previsto che le Autorità nazionali di regolazione definiscano, nel quadro di cooperazione dell'ACER, indicatori e corrispondenti valori di riferimento per i costi unitari per gli investimenti (*Unit Investment Cost*) di sviluppo delle reti di trasporto. Si veda il "*Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values - gas infrastructure*" (https://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/uic%20report%20-%20gas%20infrastructure.pdf).

- b) indicare ai partecipanti al mercato le principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nell'arco dei dieci anni successivi;
 - c) contenere tutti gli investimenti già decisi ed individuare, motivandone la scelta, i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo, anche ai fini di consentire il superamento delle criticità presenti o attese;
 - d) indicare, per tutti gli interventi di sviluppo, la data prevista di realizzazione e messa in esercizio delle infrastrutture.
- 2.11 Ai sensi dell'articolo 16, comma 6-bis, del decreto legislativo 93/11, l'Autorità ha il compito di valutare se il Piano decennale:
- a) contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva;
 - b) sia coerente con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP).

La metodologia di ACB sviluppata ai sensi del Regolamento 347/2013

Metodologia ACB di ENTSOG

- 2.12 In base ai dettami del Regolamento 347/2013, ENTSOG ha provveduto a redigere una prima metodologia di ACB³ a supporto del processo di selezione dei PCI e della predisposizione dei Piani decennali TYNDP, che è stata approvata dalla Commissione europea nel febbraio del 2015.
- 2.13 Tuttavia, alla luce dell'esperienza maturata con la predisposizione del TYNDP 2015 e dei processi di selezione delle liste di PCI, ENTSOG ha provveduto ad elaborarne una seconda versione, la “*2nd ENTSOG methodology for cost-benefit analysis of gas infrastructure projects*” (di seguito: *2nd ENTSOG CBA methodology*)⁴, già oggetto di Opinione ACER No. 15/2017⁵ e attualmente non ancora approvata dalla Commissione.
- 2.14 La *2nd ENTSOG CBA methodology* considera una analisi multi-criterio così articolata:
- a) un'analisi economica, finalizzata a valutare i benefici, in termini monetari, apportati dall'intervento di sviluppo in termini di incremento di *European*

³ ENTSOG, *Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology* (https://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/CBA/2015/INV0175-150213_Adapted_ESW-CBA_Methodology.pdf).

⁴ *2nd ENTSOG methodology for cost-benefit analysis of gas infrastructure projects - Draft for ACER and Commission opinions*, 24 July 2017. (https://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/CBA/2017/INV0256_170724_Draft%202nd%20CBA%20Methodology.pdf)

⁵ *Opinion of ACER n.15/2017 of 24 October 2017 on the draft 2nd ENTSOG Cost-Benefit Analysis methodology*. (https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2015-2017.pdf)

- social welfare*, di aumento della sicurezza degli approvvigionamenti e di sostituzione delle fonti fossili;
- b) un'analisi quantitativa, volta a valutare i benefici in termini di resilienza e flessibilità del sistema del gas mediante indicatori quantificabili;
 - c) un'analisi qualitativa finalizzata ad evidenziare gli ulteriori benefici prodotti dall'intervento di sviluppo non direttamente monetizzabili né quantificabili.
- 2.15 Per quanto riguarda l'analisi economica, la metodologia ENTSOG è finalizzata a valutare i benefici incrementali che la realizzazione del progetto è in grado di apportare rispetto alla situazione attuale (c.d. "*incremental approach*"), comparandoli ai rispettivi costi, tenendo conto delle esternalità negative e positive misurabili.
- 2.16 Con riferimento alle componenti di costo, la 2nd *ENTSOG CBA methodology*, in accordo all'Allegato V del Regolamento 347/2013, prevede l'esplicitazione delle spese in conto capitale, delle spese operative e di manutenzione per l'intero ciclo di vita tecnico del progetto, e dei costi connessi allo smantellamento e alla gestione dei rifiuti, se rilevanti. Con riferimento ai benefici, la metodologia individua potenziali benefici per l'Unione Europea e per gli Stati membri derivanti dalla realizzazione di un nuovo intervento infrastrutturale, raccomandandone una quantificazione il più possibile monetaria al fine di una loro inclusione nella analisi economica.
- 2.17 Per la valorizzazione dell'impatto economico di un intervento, la bozza di seconda metodologia ENTSOG prevede il calcolo di tre benefici monetizzati:
- a) variazione del *social economic welfare*, relativo ai benefici apportati da un intervento in termini di riduzione dei costi di fornitura;
 - b) miglioramento della *security of supply*, relativo ai benefici apportati da un intervento in termini di riduzione degli impatti negativi connessi alle interruzioni di fornitura;
 - c) riduzione delle esternalità negative connesse alla sostituzione di combustibili e alle emissioni di CO_2 .
- 2.18 La metodologia ENTSOG prevede la predisposizione dei seguenti indici sintetici di *performance* economica: valore attuale netto economico (VAN_E), tasso interno di rendimento economico (TIR_E) e rapporto benefici/costi (B/E). La validità dei risultati ottenuti è testata attraverso la realizzazione di analisi di sensitività volte a identificare i fattori la cui variazione può sortire impatti rilevanti sul risultato economico finale di un intervento infrastrutturale.
- 2.19 Accanto all'analisi economica in senso stretto, la 2nd *ENTSOG CBA methodology* annovera il calcolo di alcuni indicatori quantitativi finalizzati a misurare il grado di integrazione dei mercati, la sicurezza degli approvvigionamenti, nonché il grado di concorrenza.

Opinione ACER sulla metodologia ACB di ENTSOG

- 2.20 L’Opinione ACER 15/2017 ha fornito raccomandazioni per una significativa revisione della bozza di seconda metodologia ACB di ENTSOG. In particolare, pur evidenziando criticità in merito alla gestione del processo di consultazione, ACER ha riscontrato miglioramenti rispetto alla precedente metodologia ACB di ENTSOG quali: l’applicazione di un’ACB specifica per ciascun intervento⁶, una maggiore considerazione dell’aspetto dei costi (che era quasi completamente assente), la proposta di una scheda progetto, la proposta di tre categorie di beneficio monetizzate, l’uso del tasso di sconto sociale e il relativo valore raccomandato, pari al 4%. ACER ha anche valutato positivamente l’indicazione di ENTSOG secondo cui “*gli effetti indiretti (o gli effetti sul mercato secondario), come i progetti che incidono sull’occupazione, dovrebbero essere esclusi dalla valutazione al fine di evitare il doppio conteggio o la valutazione di benefici di default difficili da stimare attraverso tecniche affidabili*”.
- 2.21 Più specificatamente, in materia di costi ACER ha indicato che:
- a) le stime dei costi per i progetti TYNDP e per i candidati PCI costituiscono una parte essenziale delle caratteristiche del progetto;
 - b) le informazioni di costo devono essere rese pubbliche, anche in virtù del profilo di interesse pubblico legato al riconoscimento dei costi mediante tariffe regolate;
 - c) non deve essere conteggiato alcun valore residuale del progetto, perché alla fine della vita economica convenzionale sarebbero rilevanti i benefici (e i costi) residui e non un’approssimazione legata a effetti di ammortamento, potenzialmente differente tra diversi paesi; inoltre, l’azzeramento del valore residuale fornisce una valutazione più prudente del bilancio di costi e benefici dell’intervento;
 - d) ENTSOG e i promotori dovrebbero pubblicare anche un calcolo dei costi utilizzando gli indicatori dei costi di investimento unitari pubblicati da ACER⁷, giustificando le eventuali differenze tra le due stime.
- 2.22 In materia di benefici monetizzati, ACER ha osservato che:
- a) la monetizzazione dei benefici è un tema di particolare rilevanza ai fini dell’applicazione della ACB;
 - b) è opportuno differenziare, in relazione al beneficio di variazione del *socio-economic welfare*, gli effetti legati ai vincoli transfrontalieri e quelli relativi ai vincoli delle zone di bilanciamento interno;
 - c) la presentazione del beneficio “sicurezza degli approvvigionamenti” dovrebbe essere migliorata distinguendo la domanda interrotta in condizioni normali e quella in caso di *stress* di fornitura, poiché la probabilità di

⁶ Superando il concetto di ACB a due *step* successivi, *energy system wide* e *project specific*.

⁷ ACER Report of 23 July 2015 on Unit Investment Cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructures.

accadimento è significativamente diversa tra le due istanze; inoltre la quantificazione di tale beneficio andrebbe semplificata presentando direttamente il beneficio del “distacco evitato di domanda gas” e migliorata presentando, a fini informativi, la probabilità di accadimento e la quantità di distacco evitato di domanda gas;

- d) la presentazione del beneficio “effetti di sostituzione” (con una accezione più ampia rispetto al termine “variazione di emissione CO₂” proposto da ENTSOG) dovrebbe considerare separatamente gli effetti di sostituzione correlati alle variazioni della generazione di energia elettrica e quelli correlati alla metanizzazione di nuove aree, indicando le quantità di combustibili sostituiti;
- e) l’opportunità di monetizzare i benefici connessi alla concorrenza eventualmente ricorrendo, nel breve termine, ad indicatori non monetizzati a causa della difficoltà connessa a tale monetizzazione.

2.23 ACER ha inoltre espresso criticità rispetto alla numerosità degli indicatori di beneficio espressi in forma quantitativa e non monetizzata, raccomandando:

- a) che l’adattamento della metodologia ACB si concentri su indicatori quantitativi solo laddove la loro monetizzazione non sia fattibile;
- b) che i benefici monetizzati e gli indicatori quantificati non monetizzati siano presentati separatamente nella “scheda progetto”; in ogni caso, gli indicatori utilizzati dovrebbero riguardare solo quei tipi di benefici che non possono essere valutati utilizzando i valori monetari nella metodologia ACB, pena il rischio di doppio conteggio dei benefici (monetizzati e non monetizzati);
- c) di chiarire l’utilizzo di ulteriori valutazioni qualitative, in modo che i risultati analitici siano chiaramente distinti e che lo stesso beneficio non venga valutato da più di un indicatore, indipendentemente dal fatto che sia monetizzato o meno;
- d) in generale, di limitare l’analisi quantitativa all’indicatore *Import Route Diversification* e a uno o più nuovi indicatori sull’impatto ambientale delle infrastrutture del gas.

3 Contributi dalle fasi di discussione e confronto preliminare

Contributi in esito al workshop del 21 marzo 2018

- 3.1 In data 13 febbraio 2018 l’Autorità, ai sensi dell’articolo 16 del decreto legislativo 93/11, e sulla base di quanto disposto con deliberazione 351/2016/R/GAS, ha reso disponibili per la consultazione pubblica dei soggetti interessati i Piani relativi all’anno 2017.
- 3.2 Nell’ambito di tale consultazione, l’Autorità ha organizzato, in data 21 marzo 2018, un *workshop* aperto a tutti gli *stakeholder* in materia di metodologie di valutazione di interventi di sviluppo delle reti di trasporto del gas e di ACB, con la presentazione di *good practice* europee al fine di stimolare la discussione

intorno al tema (in particolare, nell'ambito del *workshop* è stata presentata la metodologia ACB elaborata da ENTSOG e la metodologia di valutazione degli investimenti infrastrutturali della Banca Europea degli Investimenti).

3.3 In esito a tale *workshop*, sono pervenuti all'Autorità tre contributi da parte dei gestori di rete di trasporto. In particolare, i gestori hanno segnalato quanto segue:

- a) l'opportunità di applicare una metodologia di ACB coerente con quella applicata in ambito europeo da ENTSOG, opportunamente integrata per tener conto delle specificità degli interventi di trasporto sviluppati in ambito nazionale;
- b) l'opportunità di delimitare il campo di applicazione dell'ACB sulla base di soglie dimensionali dell'investimento, ottimizzando il *trade-off* tra numero di progetti oggetto di valutazione e percentuale di spesa complessiva analizzata, escludendo dall'analisi le opere di allacciamento, incluse quelle di allacciamento di nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto;
- c) l'opportunità di considerare, nell'ambito dell'analisi, indicatori di performance economica;
- d) con riferimento al tasso di sconto per l'attualizzazione di costi e benefici, alcuni gestori hanno evidenziato l'opportunità di considerare un tasso di sconto più basso del *social discount rate* utilizzato in ambito ENTSOG, pari al 4%; altri hanno sottolineato invece come il tasso di sconto pari al 4%, applicato in ambito europeo, sia un riferimento adeguato trovando già applicazione anche in Italia per la valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione elettrica;
- e) con riferimento alla stima dei benefici:
 - i. l'opportunità di considerare gli impatti della sostituzione di combustibili fossili con il gas naturale; ai fini della stima di tali effetti, sarebbe opportuno considerare, per quanto possibile, prezzi che riflettono le condizioni di mercato delle aree interessate dallo sviluppo dell'intervento;
 - ii. l'opportunità di valorizzare i benefici relativi alla riduzione dei costi di fornitura del gas e all'allineamento del prezzo nazionale del gas con i prezzi riscontrabili sui mercati europei;
 - iii. l'opportunità di valorizzare il contributo delle nuove infrastrutture alla continuità delle forniture, alla flessibilità e alla sicurezza degli approvvigionamenti sulla base del costo della domanda non soddisfatta (*Value of Lost Load*), valorizzato sulla base della disponibilità a pagare dei consumatori per evitare interruzioni della fornitura utilizzata da ENTSOG;
 - iv. l'opportunità di valorizzare i benefici in termini di minori emissioni di CO₂ (derivanti dalla sostituzione di combustibili con fattori emissivi superiori a quelli del gas naturale) sulla base del *Cost of Carbon* sociale

(come proposto dal DG CLIMA della Commissione Europea⁸ sulla base dello studio di *Stockholm Environment Institute* per la BEI: 40 Euro/tCO₂ nel 2020, 52 Euro/tCO₂ nel 2030, 75 Euro/tCO₂ nel 2040), anziché sul prezzo che si forma nell'ambito del sistema di scambio delle quote di emissione (*Emission Trading Scheme*, ETS);

- v. l'opportunità di valorizzare i costi evitati, anche riferiti a situazioni di emergenza (come ad esempio il servizio di *peak shaving* o la remunerazione dell'interrompibilità);
 - vi. l'opportunità di valorizzare gli effetti di mitigazione dei prezzi in condizioni di *stress* del sistema derivanti dalla diversificazione delle fonti di approvvigionamento;
- f) con riferimento alla stima dei costi:
- i. la necessità di considerare sia i costi di capitale, sia i costi operativi ricorrenti direttamente attribuibili ad un intervento;
 - ii. la necessità che la metodologia per la stima dei costi sia in grado di riflettere da un lato le specificità degli interventi (legate alla morfologia del territorio e alle relative caratteristiche, allo sviluppo antropico, ad eventuali aree protette o zone archeologiche interessate, ecc.) e, dall'altro, l'incertezza associata alle differenti fasi del ciclo di vita delle opere (pianificazione e progettazione, autorizzazione, costruzione, messa in esercizio e gestione);
 - iii. l'opportunità che non siano considerati ai fini dell'ACB i costi per eventuali opere compensative richieste dal territorio, non legati tecnicamente alla costruzione e gestione dell'opera (purché costituiscano essi stessi benefici per la collettività);
- g) la necessità di affiancare all'analisi economica anche analisi di tipo quantitativo, basate su specifici indicatori in grado di catturare i benefici di un intervento in termini di resilienza e flessibilità della rete, e qualitativo, con commenti su aspetti non direttamente quantificabili e monetizzabili (es. ricadute occupazionali, competitività industriale, contributi al raggiungimento di obiettivi di politica energetica e/o ambientale, ecc.);
- h) l'opportunità di sviluppare analisi di sensitività in funzione delle variazioni di stime di costo, di beneficio e del tasso di sconto;
- i) l'opportunità di effettuare una valutazione degli interventi di sviluppo considerando differenti possibili scenari tra loro contrastanti (c.d. *contrasting scenarios*).

⁸ Rif. al documento "*Climate Change and Major Projects*" della DG CLIMA della Commissione Europea del 2016 (https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/major_projects_en.pdf).

Osservazioni nell'ambito della consultazione sui Piani 2017

- 3.4 In esito alla consultazione dei Piani decennali relativi all'anno 2017, gli *stakeholder* che hanno risposto alla consultazione, con particolare riferimento all'ACB da applicare nei Piani, hanno segnalato, tra l'altro, quanto segue⁹:
- a) l'opportunità di considerare l'ACB come uno strumento utile a garantire trasparenza, efficienza e utilità per il sistema di un intervento e, a tal fine, di rendere pubblici i contenuti e gli esiti dell'ACB in modo puntuale per ciascun intervento di Piano;
 - b) la necessità che nel Piano, con riferimento ai costi, sia indicato il dettaglio analitico dei costi di investimento per ciascuna opera che compone l'intervento, e non soltanto l'investimento complessivo stimato;
 - c) l'opportunità che, dall'ACB, emergano eventuali benefici con rilevanza extra-nazionale, anche ai fini di una possibile allocazione dei costi a livello transfrontaliero ai Paesi che beneficino di una determinata infrastruttura;
 - d) per le aree oggetto di nuova metanizzazione:
 - i. l'opportunità di considerare uno scenario di potenziale domanda che consideri la localizzazione e la quantificazione della domanda distribuita sul territorio, disaggregata per tipologia di utenza (domestico, terziario, industria, termoelettrico);
 - ii. la necessità di considerare, coerentemente con gli orientamenti già espressi dall'Autorità con deliberazione 689/2017/R/GAS, benefici e costi dell'intero intervento di metanizzazione, ivi inclusi quelli relativi allo sviluppo delle reti di distribuzione;
 - e) l'opportunità di utilizzare un tasso di sconto inferiore al 4%, maggiormente rispondente al nuovo corso macroeconomico;
 - f) l'opportunità di considerare una vita utile economica pari a 30 anni;
 - g) l'opportunità che la variabilità di benefici e costi sia considerata attraverso analisi di sensitività e analisi di scenario;
 - h) la necessità di considerare, oltre ai benefici economici monetizzati, anche benefici indiretti, ineludibili e rilevanti per la valutazione dell'utilità complessiva delle opere.

4 Obiettivi dell'intervento dell'Autorità

- 4.1 Gli obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità in materia di valutazione selettiva degli investimenti di sviluppo infrastrutturale sono individuati nel Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018¹⁰; in particolare l'obiettivo

⁹ Per una completa disamina delle osservazioni in esito alla consultazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto 2017, si rimanda al sito *internet* dell'Autorità, sezione "Sviluppo rete di trasporto", nella pagina relativa ai Piani di sviluppo 2017 (www.arera.it/it/operatori/pdstrasporto).

¹⁰ Allegato alla deliberazione dell'Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A.

strategico *O6 – Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali* prevede che:

- *“la regolazione tariffaria dovrà evolvere aumentando l’attenzione rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali (ad esempio, benefici in termini di social welfare, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in una logica output-based”*; e che
- *“in questo percorso sarà necessario rendere più efficaci le procedure di definizione e successivo monitoraggio dei piani di investimento e della loro efficiente realizzazione, in particolare nel settore del gas naturale, e definire metodologie di analisi costi/benefici in linea con quelle che si stanno progressivamente delineando a livello europeo”*.

4.2 Inoltre, come evidenziato nella memoria 28 settembre 2017, 664/2017/I/COM sullo schema di Strategia Energetica Nazionale 2017, l’Autorità ritiene necessario che anche nel settore del gas, così come nel settore elettrico, *“l’identificazione e la successiva regolazione e remunerazione degli investimenti seguano rigorosamente un approccio fondato sulla selettività degli interventi, basata su un’analisi costi-benefici e con una focalizzazione sull’effettiva utilità per il sistema, anche sotto il profilo della sicurezza degli approvvigionamenti e della diversificazione delle fonti”*. L’Autorità ha inoltre sottolineato l’importanza di un percorso di integrazione tra settori (c.d. *sector coupling*), indicando che tale ACB *“venga fatta secondo metodologie standardizzate, integrando i due settori, elettricità e gas naturale”*.

4.3 Nell’ambito del presente procedimento, l’Autorità intende perseguire i seguenti obiettivi specifici relativamente all’individuazione delle linee guida per l’applicazione dell’ACB da applicare nei Piani decennali:

- a) migliorare la trasparenza e la completezza delle informazioni alla base delle analisi tecnico-economiche degli interventi;
- b) assicurare la consistenza e la solidità delle valutazioni degli interventi;
- c) promuovere la selettività degli investimenti;
- d) utilizzare un approccio prudentiale, atto ad evitare eventuali rischi di *double counting*, di sovrastima dei benefici o di sottostima dei costi, anche in relazione alle attività di regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali;
- e) monetizzare, ove fattibile e rilevante, ciascun beneficio associato a ciascun intervento di sviluppo analizzato;
- f) porre attenzione alla riduzione dei costi sostenuti dagli utenti del sistema del gas naturale e all’utilità degli interventi;
- g) considerare gli effetti del *sector coupling* tra elettricità e gas e i conseguenti benefici per il sistema energetico italiano;
- h) fornire elementi per lo sviluppo e il funzionamento di meccanismi di incentivazione selettiva degli investimenti.

Obiettivi di carattere tariffario

- 4.4 Le ACB contenute nei Piani, ai sensi di quanto disposto dall’Autorità con deliberazione 689/2017/R/GAS in sede di valutazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2014, 2015 e 2016, hanno ricadute sui criteri di riconoscimento dei costi e di accesso ai meccanismi di incentivazione tariffaria.
- 4.5 In particolare, con deliberazione 689/2017/R/GAS, per gli investimenti che entreranno in esercizio dal 2019, l’Autorità ha previsto che:
- a) in assenza degli elementi informativi necessari a valutare l’efficienza e l’economicità di un intervento e la relativa utilità per il sistema del gas desumibili dai Piani 2018, sia sospeso in via cautelativa il riconoscimento degli incentivi tariffari per lo sviluppo delle infrastrutture di cui all’articolo 22 della RTTG;
 - b) nei casi in cui dall’ACB di un intervento risulti un beneficio per il sistema nazionale del gas inferiore ai costi, tale intervento è ammesso al riconoscimento tariffario nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili.
- 4.6 L’Autorità, nell’ambito del recente documento di consultazione 21 giugno 2018, 347/2018/R/GAS (cfr. capitolo 12) in materia di criteri di regolazione tariffaria del trasporto gas, ha confermato le disposizioni di cui alla deliberazione 689/2017/R/GAS relative all’utilizzo delle ACB con riferimento al riconoscimento dei costi ai fini tariffari e all’accesso ai meccanismi incentivanti per il quinto periodo regolatorio, anche al fine di promuovere la selettività degli investimenti.

Obiettivi di carattere ambientale

- 4.7 In ambito comunitario, la Strategia europea 2020 individua come prioritari gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra, aumento delle fonti di energia rinnovabile e aumento dell’efficienza energetica. Tali obiettivi sono stati resi più sfidanti dalla successiva tabella di marcia per l’Energia 2050 dell’Unione Europea (*Energy Roadmap 2050*), che pone ulteriori *target* per l’anno 2030 nella prospettiva di un’economia a basse emissioni di carbonio¹¹.
- 4.8 Tali obiettivi al 2030 sono in corso di aggiornamento: a giugno 2018, il Consiglio e il Parlamento Europeo hanno concordato, nell’ambito del nuovo pacchetto di direttive in materia di fonti rinnovabili e efficienza energetica, un *headline target* del 32% di energia da fonti rinnovabili a livello UE per il 2030 e un obiettivo del 32,5% in materia di efficienza energetica.

¹¹ L’*Energy Roadmap 2050* prevede che entro il 2050 l’Unione Europea (UE) riduca le emissioni di gas a effetto serra dell’80% rispetto ai livelli del 1990. e le tappe per raggiungere questo risultato sono una riduzione delle emissioni del 40% entro il 2030 e del 60% entro il 2040. In tale ottica erano stati inizialmente indicati gli obiettivi UE per il 2030 con una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra, una quota almeno del 27% di energia rinnovabile e un miglioramento almeno del 27% dell’efficienza energetica rispetto ai livelli del 1990.

- 4.9 Con riferimento al contesto nazionale, le attuali linee di indirizzo strategico in materia energetica ed ambientale (in particolare, la Strategia Energetica Nazionale 2017 approvata, nel corso della precedente legislatura, con decreto dei Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 10 novembre 2017, di seguito: SEN 2017) definiscono un orizzonte di azioni da conseguire al 2030, facendo riferimento a un obiettivo di penetrazione delle energie rinnovabili al 2030 del 28% rispetto al totale dei consumi energetici italiani.
- 4.10 Tali cambiamenti richiedono di individuare soluzioni che consentano di coniugare le esigenze di sviluppo infrastrutturale, ormai in parte significativa connesse agli obiettivi di decarbonizzazione dell'energia, con le esigenze di economicità ed efficienza nella gestione e nello sviluppo delle reti, a beneficio degli utenti. In quest'ambito, l'ACB si pone dunque quale valido strumento per individuare gli interventi infrastrutturali che, oltre ad apportare un'effettiva utilità al sistema (cfr. precedente punto 1.3), contribuiscono al conseguimento degli obiettivi europei in materia ambientale.

S 2. Osservazioni in merito agli obiettivi dell'intervento dell'Autorità.

5 Ambito di applicazione dell'ACB

- 5.1 Con la deliberazione 689/2017/R/GAS l'Autorità ha segnalato ai gestori delle reti di trasporto gas la necessità di applicare, fin dai Piani decennali 2018, una ACB coerente con la metodologia di ACB elaborata da ENTSOG e con i rapporti e le raccomandazioni disponibili a livello europeo e la relativa opinione ACER. Con la medesima deliberazione l'Autorità ha inoltre evidenziato l'opportunità che l'ACB venga applicata a ciascun intervento di sviluppo incluso nel Piano decennale¹² che preveda un investimento pari almeno a 25 milioni di euro per la rete nazionale e 5 milioni di euro per la rete regionale.
- 5.2 Con riferimento alla definizione dell'ambito di applicazione dell'ACB, l'Autorità ritiene al momento adeguate le soglie indicate con la deliberazione 689/2017/R/GAS dal momento che, come anche evidenziato dai gestori di trasporto, consentono il conseguimento di un ragionevole *trade-off* tra contenimento del numero di interventi oggetto di valutazione e percentuale di spesa complessiva analizzata.
- 5.3 Si ritiene che gli allacciamenti debbano essere esclusi¹³ in quanto tali interventi, ivi inclusi quelli relativi alla realizzazione di un nuovo punto di interconnessione tra reti, rappresentano opere che l'impresa di trasporto è tenuta a realizzare ai sensi di legge (rif. all'articolo 8 del decreto legislativo 164/2000, che prevede

¹² Gli interventi di sviluppo possono afferire alle seguenti categorie principali: nuova interconnessione con l'estero, potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero esistente, nuovo sviluppo di rete di trasporto in aree non metanizzate, potenziamento di capacità o di rete di trasporto esistente, ecc.

¹³ Come peraltro richiamato dalla deliberazione 5 aprile 2018, 208/2018/R/GAS.

che le imprese di trasporto siano tenute ad allacciare alla propria rete chiunque ne faccia richiesta “*purché le opere necessarie all’allacciamento dell’utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili*”).

- 5.4 Tuttavia, si segnala che, poiché la valutazione economica di un intervento infrastrutturale deve focalizzarsi sul progetto nella sua interezza, inteso come unità di analisi auto-sufficiente, il costo degli allacciamenti dovrà essere tenuto in considerazione qualora, nell’ambito degli interventi sottoposti ad ACB, dovessero costituire una componente necessaria per garantire il funzionamento di un’infrastruttura oggetto di ACB e l’erogazione del servizio per il quale è stata realizzata.
- 5.5 L’ACB presentata nel presente documento, da applicare nell’ambito dei Piani decennali, si intende applicabile anche agli interventi di sviluppo delle rete di trasporto promossi da soggetti non (ancora) operanti come gestori della rete di trasporto gas.

<p><i>S 3. Osservazioni in merito all’ambito di applicazione della ACB, con particolare riferimento alla differenziazione tra rete nazionale e rete regionale delle soglie di investimento per l’effettuazione delle ACB.</i></p>

PARTE II

LINEE GUIDA PER L'ACB DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DI GAS NATURALE

Gli orientamenti riportati nella seguente Parte II, fermi restando i vincoli che derivano dal quadro normativo di riferimento o discendono da valutazioni tecniche oggettive e consolidate, costituiscono indirizzi con valenza indicativa, finalizzati all'acquisizione di osservazioni da parte degli stakeholder, in modo da costruire un quadro di riferimento il più possibile completo in vista dell'assunzione della decisione finale.

6 Premessa

- 6.1 Nella presente Parte II vengono presentati i principi generali dell'ACB che l'Autorità ritiene opportuno che venga adottata per la valutazione degli interventi di sviluppo contenuti nei Piani decennali.
- 6.2 Come richiamato in precedenza, l'ACB che l'Autorità intende applicare nei Piani decennali è una analisi di tipo economico-monetario, finalizzata a misurare il flusso di costi e benefici economici per la collettività che un determinato intervento di sviluppo può comportare.

7 Principi generali

- 7.1 L'ACB è uno strumento analitico finalizzato a determinare i vantaggi o gli svantaggi di natura economica associati ad una determinata decisione di investimento. Attraverso un'opportuna quantificazione dei costi e dei benefici, l'ACB stima gli effetti di una scelta di investimento sul benessere collettivo. In tal senso, quindi, la valutazione economica sottesa ad una ACB mira ad assicurare che la spesa sostenuta per un determinato intervento infrastrutturale garantisca, in maniera efficace ed efficiente, ritorni per l'intera società superiori ai relativi costi. Contestualmente, l'ACB costituisce un valido strumento per valutare il contributo di un intervento infrastrutturale al conseguimento degli obiettivi di politica energetica prioritari a livello nazionale ed europeo (cfr. precedente capitolo 2).
- 7.2 Nel definire i requisiti per l'ACB da applicare nell'ambito dei Piani decennali per la valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas, l'Autorità intende far riferimento alle *good practice* internazionali, ed in particolare alla metodologia ENTSOG applicata in ambito europeo, anche al fine di garantire la coerenza tra le valutazioni degli interventi presentate a livello nazionale e quelle presentate nei TYNDP. Ciononostante, l'Autorità ritiene opportuno rafforzare, coerentemente con le metodologie di ACB di tipo tradizionale, gli aspetti di relativi all'identificazione di benefici e costi di natura economica e alla quantificazione di indici sintetici di *performance* economica.

- 7.3 In aggiunta, l’Autorità intende prevedere l’opportunità per i gestori di presentare, a fini descrittivi, indicatori sintetici di tipo quantitativo relativi alla sicurezza degli approvvigionamenti, alla diversificazione delle fonti e all’integrazione dei mercati. Inoltre, nei casi di sviluppo infrastrutturale tra loro alternativi (ossia finalizzati a conseguire i medesimi obiettivi ma con modalità differenti), l’Autorità intende valutare la possibilità di svolgere anche una Analisi Multi-Criteri (AMC) che, combinando tra loro differenti tecniche di valutazione, consente di identificare il cd. compromesso ottimo tra le alternative progettuali proposte¹⁴.
- 7.4 L’Autorità ritiene inoltre che l’applicazione nei Piani dei differenti gestori di ACB ispirate a criteri uniformi (ossia l’adozione di criteri comuni per la quantificazione dei benefici, dei costi, e degli indicatori di *performance* economica) rappresenti un requisito necessario per una valutazione omogenea degli interventi infrastrutturali, la confrontabilità degli interventi, e una coerente valutazione dei risultati delle analisi. Il ricorso a criteri uniformi consentirebbe inoltre, nel lungo periodo, di costruire opportuni *benchmark* di riferimento in relazione in particolare a costi unitari e parametri unitari di valorizzazione benefici.
- 7.5 Al fine di valutare gli impatti di un intervento, l’Autorità è orientata a ricorrere ad un approccio di tipo incrementale, ossia basato sulla comparazione tra uno scenario comprensivo del progetto infrastrutturale di cui si prevede lo sviluppo e uno scenario controfattuale di base (cd. *baseline*). In particolare, è necessario tener conto di ciò che sarebbe accaduto in assenza del progetto infrastrutturale, ed in particolare di eventuali investimenti programmati che sarebbero comunque stati necessari in forza di obblighi normativi o prescrizioni autorizzative¹⁵.
- 7.6 In generale, l’Autorità ritiene opportuno che i requisiti minimi e le linee guida per l’ACB siano sviluppati tenendo opportunamente conto dell’esigenza di renderne agevole l’utilizzo, nel rispetto dei principi di trasparenza, semplicità implementativa, confrontabilità e verificabilità.
- 7.7 Con riferimento in particolare al principio di trasparenza, si ritiene necessario garantire una chiara identificazione delle informazioni e dei dati rilevanti, l’esplicitazione dei metodi e degli strumenti adottati, nonché l’indicazione delle ipotesi sottostanti alle analisi, in particolare con riferimento alle previsioni effettuate sui valori futuri. La trasparenza, sia in termini di dati che di metodologie applicate, costituisce requisito e necessaria premessa alla verificabilità dei risultati proposti.

¹⁴ Non da ultimo queste metodologie trovano applicazione nei casi in cui la qualità dei dati disponibili richiedano la quantificazione di indicatori non monetari di cui occorre necessariamente tenere conto o, ancora, nei casi in cui la scelta per una determinata alternativa progettuale rispetto ad un’altra dipenda dall’opinione di più soggetti istituzionali, chiamati ad operare congiuntamente per definire quali siano gli obiettivi prioritari di cui tenere conto e quale alternativa progettuale sia in grado di soddisfarli al meglio.

¹⁵ Cfr. beneficio relativo ai cd. costi evitati (beneficio B4 di cui al successivo Capitolo 13).

- 7.8 Nella valutazione di merito delle analisi svolte per i singoli interventi di sviluppo infrastrutturale, l’Autorità si riserva la possibilità di avvalersi, anche per una verifica a campione delle ACB presentate nei Piani, del contributo di esperti indipendenti.

S 4. Osservazioni in merito ai principi generali a cui l’Autorità intende ispirarsi.

8 Scenari di Piano per l’ACB

- 8.1 La deliberazione 351/2016/R/GAS (cfr. articolo 2, lettera f)), nel prescrivere ai gestori di rete di presentare una ACB per ciascuno degli interventi di sviluppo infrastrutturale, dispone di fornire il dettaglio delle modalità di effettuazione delle analisi e delle ipotesi prese a riferimento “*anche in relazione all’evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi*”.
- 8.2 L’Autorità ritiene che l’interazione e integrazione tra gli scenari nei settori dell’energia elettrica e del gas naturale costituisca, sia a livello nazionale che comunitario, un elemento nuovo e caratterizzato da notevoli complessità. A tal proposito, con deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/GAS l’Autorità ha disposto che le società Terna Spa e Snam Rete Gas Spa inviassero d’intesa all’Autorità il proprio programma di lavoro per il coordinamento dello sviluppo di scenari per i piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell’energia elettrica e del gas. Attualmente, è ragionevole ritenere che il primo documento di scenari integrati e congiunti sia reso disponibile nella seconda metà del 2019.
- 8.3 Fermo restando l’indicazione (già prevista nel settore elettrico) di scenari contrastanti e di opportune analisi di sensitività sui fattori più rilevanti (cfr. successivo Capitolo 16), l’Autorità intende focalizzare il presente documento sui requisiti per l’applicazione di ACB di intervento, considerando la necessità che, per ogni intervento oggetto di analisi, siano rappresentate le assunzioni sugli scenari evolutivi di domanda e offerta della specifica area territoriale su cui insiste l’intervento.

S 5. Eventuali osservazioni in merito a scenari, sensitività e modalità di trattamento delle incertezze.

9 Analisi di contesto

- 9.1 Il primo passo per la valutazione di un intervento di sviluppo infrastrutturale consiste nell’analisi del contesto sociale, economico, politico e istituzionale dell’area in cui l’intervento è previsto collocarsi. Per identificare i confini dell’analisi è utile fare riferimento all’area territoriale (locale, regionale o interregionale) su cui il progetto infrastrutturale è atteso sortire i suoi effetti,

- identificando potenziali beneficiari diretti finali. L'analisi del contesto di riferimento risulta funzionale alla previsione delle tendenze future, sia in termini di sviluppo dell'offerta che con riferimento alla stima della domanda per un determinato servizio e alla verifica dell'adeguatezza del progetto rispetto a tale necessità.
- 9.2 Nella Tabella 1 in Appendice sono presentati gli elementi informativi che si ritiene debbano essere forniti al fine di poter inferire se e in quali termini il contesto di riferimento risulti favorevole allo sviluppo infrastrutturale. In tal senso, è opportuno che accanto a considerazioni di natura economica, sociale, regolatoria e istituzionale, venga data adeguata evidenza anche delle aspettative e dei sentori delle popolazioni interessate dallo sviluppo delle infrastrutture, soprattutto nei casi potenzialmente passibili di problemi di accettabilità da parte delle comunità locali.
- 9.3 Per quanto riguarda in particolare le informazioni relative alla macro area "Attuali condizioni tecniche di riferimento", l'eventuale disponibilità e rilievo dei dati richiesti è strettamente correlata alla natura e alla localizzazione dell'intervento di sviluppo infrastrutturale: a titolo esemplificativo, informazioni quali il tasso di dipendenza dalle importazioni estere assumono rilevanza soprattutto nell'ambito di progetti transfrontalieri, che vantano tra le loro principali finalità lo sviluppo di nuove rotte di approvvigionamento estero e l'incremento nel livello di diversificazione delle fonti; analogamente, informazioni relative al tasso di utilizzo della rete esistente, nonché al livello di affidabilità e qualità del servizio, assumono importanza soprattutto nel caso di progetti di potenziamento di reti già esistenti.
- 9.4 Si ritiene che le informazioni presentate per la definizione del contesto di riferimento debbano essere fondate su dati e statistiche ufficiali, con esplicita indicazione della fonte. Al fine di verificare la ragionevolezza e l'attendibilità delle analisi effettuate, è necessario che queste tengano in debita considerazione l'andamento storico di variabili macro e socio-economiche, nonché elementi quali la disponibilità di fonti energetiche alternative o l'elasticità della domanda a variazioni di prezzo e reddito (cfr. capitolo 11).

S 6. Osservazioni in merito alle informazioni relative al contesto di riferimento.

10 Definizione degli obiettivi di un intervento

- 10.1 L'analisi di contesto di cui al precedente Capitolo 9 consente di individuare le criticità e gli eventuali fabbisogni infrastrutturali, e deve dunque essere coerente rispetto agli obiettivi di ciascun intervento di sviluppo, che si ritiene debbano essere indicati in maniera chiara e trasparente; l'analisi del contesto sociale, economico, politico e istituzionale risulta infatti propedeutica alla individuazione delle criticità e delle necessità di intervento e alla identificazione degli obiettivi che un determinato intervento di sviluppo infrastrutturale si

prefigge di perseguire. Al riguardo, si ritiene opportuno che i promotori dell'intervento evidenzino quali siano gli obiettivi, attraverso una definizione il più possibile quantitativa, in modo che sia possibile comparare la situazione corrente, ove le opere infrastrutturali che ci si propone di realizzare sono assenti, alla situazione in cui si proceda con la loro esecuzione.

- 10.2 A titolo esemplificativo e non esaustivo, si riportano di seguito alcuni possibili obiettivi di interventi infrastrutturali della rete di trasporto gas:
- a) sviluppo di nuova capacità per soddisfare nuova domanda (sia di consumi gas che di servizi, inclusi servizi innovativi per l'integrazione tra settore elettrico e settore gas);
 - b) sviluppo di nuova capacità per ridurre la dipendenza dalle importazioni estere;
 - c) sviluppo di nuova capacità per aumentare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento;
 - d) migliore integrazione dei mercati e allineamento dei prezzi dell'energia;
 - e) sviluppo infrastrutturale in aree precedentemente non servite;
 - f) migliore affidabilità, sicurezza e continuità del servizio;
 - g) sviluppi di infrastrutture di trasporto connessi a immissioni di *green gas*.
- 10.3 L'identificazione degli obiettivi costituisce un'attività preliminare alla fase di determinazione degli effetti economici attesi dell'intervento oggetto di analisi.

S 7. Osservazioni in merito alla definizione degli obiettivi progettuali e alla loro possibile quantificazione.

11 Requisiti minimi informativi dell'intervento oggetto di analisi

11.1 La valutazione economica di un intervento infrastrutturale nell'ambito della ACB deve focalizzarsi sull'intervento nella sua interezza, inteso come unità di analisi auto-sufficiente. In tal senso, un intervento può ritenersi tecnicamente auto-sufficiente se nell'insieme delle sue componenti è in grado di garantire il funzionamento dell'infrastruttura e l'erogazione del servizio per il quale è stato realizzato, senza la necessità di ulteriori investimenti¹⁶. Sono pertanto da escludersi le valutazioni economiche di interventi che sono stati identificati puramente sulla base di partizioni di tipo amministrativo, ingegneristico o finanziario e che non ricomprendano in una unica proposta progettuale tutte le parti che risultano logicamente connesse al fine dell'erogazione del servizio o del conseguimento degli obiettivi per cui l'intervento è stato pensato. Al riguardo si evidenzia che, nel caso di interventi di sviluppo della rete di trasporto in aree non metanizzate, l'ACB deve tenere in considerazione anche i

¹⁶ Parimenti, il progetto inteso come unità di analisi auto-sufficiente non deve contenere opere che non sono necessarie al funzionamento dell'infrastruttura e all'erogazione del servizio per cui l'infrastruttura è stata pensata.

costi e benefici economici delle infrastrutture a valle delle reti di trasporto nazionali e regionali, il cui sviluppo è necessario al fine di garantire l'erogazione del servizio al cliente finale.

- 11.2 La definizione dell'intervento quale unità di analisi auto-sufficiente, indipendentemente dunque dai confini territoriali nazionali dello stesso, consente peraltro di quantificare anche eventuali benefici di rilevanza extra-nazionale, e dunque eventualmente di allocare correttamente i costi a livello transfrontaliero.
- 11.3 Al fine di identificare correttamente ciascun intervento di sviluppo infrastrutturale e tutte le opere che lo compongono, si ritiene debbano essere forniti, per ogni singolo progetto, dati e informazioni relativamente a:
- a) caratteristiche principali;
 - b) tempistiche di realizzazione;
 - c) soggetti promotori (qualora differenti dal gestore di rete);
 - d) analisi della domanda;
 - e) analisi dell'offerta.

Caratteristiche principali

- 11.4 Ciascun intervento di sviluppo deve essere individuato attraverso una chiara identificazione delle singole opere che lo compongono, distinguendo in particolare tra:
- a) opere principali, strettamente interdipendenti e ciascuna individualmente necessaria al raggiungimento del principale beneficio;
 - b) opere accessorie, funzionali e necessarie all'implementazione dell'intervento.
- 11.5 Per ciascun intervento di sviluppo infrastrutturale, si ritiene debbano essere forniti almeno i seguenti elementi informativi:
- a) denominazione, localizzazione, e relativa rappresentazione grafica;
 - b) codice identificativo nell'ambito del Piano decennale;
 - c) codici identificativi dell'intervento utilizzati nella lista dei PCI, nel TYNDP di ENTSOG e nei piani regionali di ENTSOG (ove applicabili);
 - d) denominazione e codice delle opere che lo costituiscono;
 - e) categoria principale cui afferisce l'intervento ("nuova interconnessione con l'estero", "potenziamento di interconnessione con l'estero esistente", "nuovo sviluppo di rete in aree non metanizzate", "potenziamento di rete esistente", ecc.);
 - f) anno del Piano decennale in cui è stato pianificato per la prima volta;
 - g) impatto in termini di aumento di capacità di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile);
 - h) punto (o punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile);

- i) eventuale correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative;
- j) elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera: diametro (mm), lunghezza (km), capacità di trasporto (MSmc/g, alle condizioni di riferimento 15°C-1,01325 bar), potenza installata delle centrali di compressione (MW);
- k) indicazione dei limiti operativi dell'intervento: pressione, portata minima e massima di ingresso nella rete;
- l) eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza rispetto ad altri interventi.

S 8. Osservazioni in merito ai dati e alle informazioni relative alle caratteristiche principali.

Tempistiche, stato di avanzamento dei lavori e avanzamento rispetto al piano precedente

- 11.6 In merito alle tempistiche previste di realizzazione, nonché allo stato di avanzamento, si ritiene debba essere innanzitutto operata una distinzione tra:
- “interventi in valutazione”, nel caso di interventi che non avendo ancora raggiunto un sufficiente grado di maturità, o essendo esposti a consistenti rischi e/o incertezze, risultano ancora “in valutazione” e, pertanto, non prevedono attività realizzative nell’orizzonte di Piano;
 - “interventi pianificati”, le cui attività realizzative si prevede che inizino entro l’orizzonte temporale del Piano.
- 11.7 Per gli interventi pianificati, con riferimento sia alle opere principali sia alle opere accessorie, ai fini dell’individuazione delle tempistiche previste, si ritiene opportuno che venga fornita una previsione delle seguenti date:
- a) avvio iter autorizzativo e/o attività propedeutiche di progettazione esecutiva;
 - b) avvio cantieri per la realizzazione, successivamente alle attività di cui alla precedente lettera a);
 - c) completamento ed entrata in esercizio di ciascuna opera, successivamente alle attività di cui alla precedente lettera b).
- 11.8 Inoltre, per i medesimi interventi e sempre con riferimento sia alle opere principali che alle opere accessorie, al fine di monitorare lo stato di avanzamento dei lavori si ritiene debbano essere indicate le seguenti date consuntivate:
- a) pianificazione e progettazione¹⁷;

¹⁷ Con l’attività di pianificazione viene individuata la soluzione tecnica ad un’esigenza di sviluppo infrastrutturale; di norma tale fase è supportata da uno studio di fattibilità. La progettazione definitiva è la

- b) avvio autorizzazione e/o progettazione esecutiva¹⁸;
 - c) avvio cantierizzazione e realizzazione¹⁹;
 - d) completamento ed entrata in esercizio.
- 11.9 Per gli interventi (e, ove applicabile, le singole opere) già pianificati nel precedente Piano di sviluppo, devono essere rese disponibili le informazioni sull'avanzamento delle attività, indicando in particolare se il progetto risulta:
- a) in avanzamento come da programma;
 - b) in anticipo;
 - c) in ritardo attribuibile a cause esogene rispetto al promotore;
 - d) posticipato volontariamente da parte del promotore.
- 11.10 Nei casi di ritardo esogeno, o di posticipazione volontaria dell'intervento, devono inoltre essere indicate le relative ragioni.
- 11.11 Per agevolare la valutazione delle tempistiche previste per la realizzazione del progetto, nonché lo stato di avanzamento dei lavori, è auspicabile che il programma delle attività per l'esecuzione delle opere principali del progetto venga reso disponibile in forma di diagramma (per esempio, diagramma di Gantt).

<p><i>S 9. Osservazioni in merito alle informazioni relative alle tempistiche previste e allo stato di avanzamento.</i></p>

Soggetti promotori dell'intervento di sviluppo

- 11.12 Nel caso di interventi di sviluppo della rete di trasporto promossi da soggetti terzi rispetto ai gestori di rete di trasporto esistenti, anche al fine di garantire l'opportuna trasparenza, si ritiene opportuno che vengano fornite le seguenti informazioni:
- a) la compagine societaria, con separata evidenza della struttura dell'azionariato;
 - b) l'indicazione di come si presume verrà esercita in futuro l'infrastruttura (infrastruttura regolata, infrastruttura in regime di esenzione, *interconnector*);

logica conseguenza delle attività di pianificazione, e si sostanzia tipicamente nella redazione del piano tecnico delle opere infrastrutturali da realizzare.

¹⁸ L'ottenimento delle autorizzazioni costituisce prerequisito necessario per poter procedere alla progettazione esecutiva dell'intervento infrastrutturale. In questa fase si assiste alla presa di possesso del sito di realizzazione dell'opera, alle indagini di dettaglio e alla conseguente redazione del progetto esecutivo, anche aggiornato per tenere in considerazione eventuali indicazioni emerse dalle autorizzazioni.

¹⁹ Si tratta della fase caratterizzata dalla realizzazione delle opere, in coerenza col progetto esecutivo delineatosi precedentemente.

- c) l'indicazione del caso in cui soggetto promotore e soggetto gestore dell'infrastruttura non coincidano, con descrizione della società che gestirà l'infrastruttura (se già nota) e del suo stato giuridico;
- d) nel caso di infrastruttura in regime di esenzione, l'indicazione della durata prevista dell'esenzione e della percentuale di capacità esentata.

S 10. Osservazioni in merito alle informazioni sui soggetti promotori di un intervento.

Analisi della domanda

- 11.13 Prerequisito fondamentale per una valida identificazione delle necessità ed esigenze che un intervento di sviluppo dovrebbe soddisfare e, conseguentemente, per la corretta individuazione delle caratteristiche tecniche dell'infrastruttura, è la realizzazione di una dettagliata e prudente analisi della domanda per i servizi erogati dalla nuova infrastruttura. Tale domanda deve essere espressamente quella correlata alla nuova infrastruttura e dunque, specialmente nel caso di infrastrutture che producono effetti su una determinata area, deve fare riferimento alla dimensione più strettamente locale connessa allo sviluppo dello specifico intervento infrastrutturale oggetto di analisi.
- 11.14 Sulla base di quanto sopra, l'analisi della domanda di servizi per uno specifico intervento di sviluppo infrastrutturale dovrebbe dunque includere:
- a) la domanda corrente di consumi finali di gas, disaggregata per settore (civile, industriale, terziario, trasporti e termoelettrico), e il suo andamento storico, distinguendone i profili di stagionalità e i periodi *peak* e *off-peak*, con indicazione della fonte da cui originano i dati;
 - b) la stima della domanda futura di consumi finali di gas, con indicazione dell'orizzonte temporale cui si riferisce, disaggregata per settore (civile, industriale, terziario, trasporti e termoelettrico) e con distinzione dei profili di stagionalità e dei periodi *peak* e *off-peak*; tale previsione deve essere basata su modelli di previsione riconosciuti che tengano adeguatamente in considerazione fattori quali: dinamiche macro-economiche e sociali, l'eventuale emergere di nuove fonti di approvvigionamento, lo sviluppo tecnologico, l'elasticità della domanda a variabili di prezzo e di reddito²⁰.
- 11.15 Le ipotesi di domanda di consumo gas dovranno essere coerenti con gli scenari evolutivi globali di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi di riferimento a livello nazionale e internazionale, nonché - qualora disponibili - con gli scenari nazionali coordinati tra il gestore della rete di trasmissione elettrica e l'impresa maggiore di trasporto di cui al Capitolo 8.
- 11.16 La domanda per i servizi erogati dalla nuova infrastruttura, oltre che dalla domanda corrente di consumo finale di gas, può dipendere anche da ulteriori fattori, quali il tasso di *switching* da altri servizi (alternativi a quelli forniti dalla nuova infrastruttura), la domanda indotta per effetto delle nuove attività che

originano come conseguenza del nuovo intervento infrastrutturale e la domanda di servizi innovativi (quali ad esempio il cd. *power-to-gas*). Pertanto, si ritiene opportuno che i promotori rendano disponibile in maniera trasparente le informazioni in merito alle metodologie adottate per gli studi di previsione della domanda, le ipotesi di base e le fonti dei dati utilizzate.

S 11. Osservazioni in merito alle analisi della domanda.

Analisi dell'offerta

- 11.17 L'analisi dell'offerta energetica e delle sue dinamiche future nel contesto di riferimento interessato dallo sviluppo infrastrutturale costituisce un ulteriore tassello di analisi utile ad identificare il potenziale incremento del benessere sociale derivante dalla realizzazione di un intervento²¹.
- 11.18 L'analisi dell'offerta deve essere correlata agli effetti che uno specifico intervento di sviluppo infrastrutturale può sortire in ambito locale, con riferimento alla determinata area su cui esso insiste. Per quanto riguarda invece l'analisi dell'evoluzione delle dinamiche di offerta più sistemiche, che tipicamente possono manifestarsi a seguito dell'emergere di nuove rotte di approvvigionamento e che richiedono analisi globali degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi, l'Autorità ritiene che debba essere garantita la coerenza con gli scenari di riferimento a livello nazionale e internazionale e, dal momento in cui saranno disponibili, con gli scenari nazionali coordinati tra il gestore della rete di trasmissione elettrica e l'impresa maggiore di trasporto.
- 11.19 Pertanto, occorre procedere all'indagine riguardante l'offerta relativa all'area su cui insiste l'intervento distinguendo tra:
- a) offerta e competitività del mercato corrente;
 - b) offerta e competitività del mercato futuro.
- 11.20 Con riferimento all'analisi della situazione corrente, è necessario valutare:
- a) l'andamento storico dell'offerta gas, con separata indicazione del contributo ascrivibile al biometano e distinzione delle fonti di importazione;
 - b) la dinamica storica del prezzo del gas (e dei prezzi di fonti energetiche alternative, soprattutto qualora l'intervento infrastrutturale sottoposto all'analisi sia finalizzato a metanizzare aree precedentemente non servite) con indicazione della fonte dei dati e dell'orizzonte temporale preso a riferimento;

²¹ Una variazione delle condizioni di offerta di gas, determinata per esempio da un mutamento nell'offerta di altre fonti alternative o dall'affacciarsi di nuovi *competitor* sul mercato, possono modificare sensibilmente i risultati di *performance* economica di un determinato investimento. Parimenti, una nuova infrastruttura che renda disponibili ulteriori fonti di approvvigionamento, aumentando la diversificazione delle rotte alternative a quelle esistenti, può incidere significativamente sul livello di competitività dei mercati, e conseguentemente sull'andamento dei prezzi.

- c) la competitività del mercato esistente e il suo livello di concentrazione, ove applicabile anche attraverso il ricorso ad indicatori sintetici quali gli indici di pivotalità, calcolati con riferimento alla effettiva capacità disponibile.

11.21 Con riferimento all'analisi della situazione futura, è necessario valutare:

- a) la possibile evoluzione futura dell'offerta gas, con separata indicazione della quota riferibile al biometano, e distinzione delle fonti di importazione, giustificando adeguatamente le ipotesi assunte a riferimento nel modello utilizzato per la stima;
- b) la stima futura del prezzo del gas (e dei prezzi di fonti energetiche alternative, soprattutto qualora l'intervento infrastrutturale sottoposto all'analisi sia finalizzato a metanizzare aree precedentemente non servite), che dovrà basarsi su ipotesi di previsione adeguatamente esplicitate e motivate, che tengano conto di fattori quali: aspetti socio-economici e politici (ad esempio, il *phase out* del carbone), l'esistenza di incentivi in favore di determinate fonti e/o combustibili, la normativa ambientale e i vincoli alle emissioni di CO₂ e altri inquinanti di tipo locale (SO_x, NO_x, PM, ecc.);
- c) la competitività futura del mercato in esito alla realizzazione dell'intervento infrastrutturale, al modificarsi del *mix* energetico preesistente e al conseguente possibile cambiamento nel grado di apertura del mercato e nel suo livello di concentrazione; anche in questo caso, si ritiene opportuno ricorrere al calcolo di indicatori sintetici di pivotalità.

S 12. Osservazioni in merito alle analisi dell'offerta.

12 Requisiti per l'analisi economica

Ipotesi di riferimento

- 12.1 L'ACB ha lo scopo di determinare gli impatti che un determinato intervento infrastrutturale può potenzialmente sortire sulla società, valutando se e in quale entità i benefici attesi del progetto risultano superiori alle risorse necessarie per realizzarlo.
- 12.2 Una volta effettuata l'analisi di contesto ed identificato chiaramente l'intervento infrastrutturale oggetto di valutazione (in termini di caratteristiche principali, tempistiche, nonché di dinamiche future di domanda e offerta), l'ACB prevede di individuare lo scenario controfattuale cui rapportare l'ipotesi di realizzazione dell'intervento infrastrutturale.
- 12.3 In funzione della tipologia di intervento, vengono dunque identificati specifici benefici e costi derivanti dalla sua realizzazione e calcolati gli indici sintetici di *performance* economica utili a rappresentare gli esiti dell'ACB. Lo scopo è quello di ottenere una indicazione degli impatti potenzialmente conseguibili in

termini di *social welfare* dallo sviluppo dell'intervento in esame, comparandone gli esiti allo scenario controfattuale precedentemente individuato.

- 12.4 L'Autorità, in coerenza con la metodologia ENTSG, ritiene che l'analisi economica possa tener conto delle seguenti ipotesi:
- a) tasso di sconto pari al 4% in termini reali;
 - b) orizzonte temporale per l'analisi pari a 25 anni.
- 12.5 Il tasso di sconto utilizzato ai fini dell'attualizzazione di costi e benefici dovrebbe essere dimensionato al fine di riflettere il costo opportunità del capitale per l'intera società (nell'assunto che, trattandosi di infrastrutture regolate, i costi di investimento sono in ultima analisi posti a capo della collettività), ossia la preferenza intertemporale della società tra benefici e costi correnti rispetto al loro manifestarsi in futuro. Anche al fine di garantire coerenza nella rappresentazione dei risultati nazionali ed europei, l'Autorità è orientata ad adottare un valore pari al 4%, in coerenza con la metodologia ACB promossa da ENTSG²². Tale tasso di sconto è inoltre in linea con quello utilizzato nella ACB degli interventi di sviluppo della trasmissione elettrica (cfr. deliberazione 14 dicembre 2017, 856/2017/R/EEL).
- 12.6 L'orizzonte temporale di 25 anni che si intende prendere a riferimento risulta coerente con le *good practice* nazionali (ACB per la trasmissione elettrica) e internazionali (metodologia ACB ENTSG-E e raccomandazione di ACER per la metodologia ENTSG) e risponde all'esigenza di considerare un intervallo temporale sufficientemente lungo da intercettare tutti i benefici che un intervento infrastrutturale è potenzialmente in grado di apportare nel lungo periodo. Al riguardo, si ritiene che un orizzonte di analisi maggiore non sia adeguato in quanto i benefici eventualmente intercettati oltre il venticinquesimo anno, pur avendo un peso molto limitato in termini di valore attuale, sarebbero esposti ad un'incertezza e ad una volatilità tali da inficiare la solidità delle analisi. Potrebbe invece essere considerato un approccio più prudente, che limiti l'orizzonte temporale di analisi, ad esempio, a 20 anni.
- 12.7 L'Autorità, anche in considerazione di quanto evidenziato da ACER (cfr. punto 2.21, lettera c)), ritiene prudente e opportuno non considerare nessun valore residuale dell'infrastruttura al termine del periodo di analisi.

S 13. Osservazioni in merito alle ipotesi di riferimento per l'analisi economica e, in particolare, alla possibilità di utilizzare un approccio più prudente in termini di orizzonte temporale di analisi.

Fattori correttivi

- 12.8 Poiché l'ACB ha l'obiettivo di determinare il contributo di un intervento infrastrutturale in termini di miglioramento del *social welfare*, i benefici e i costi utilizzati per effettuare la valutazione non devono riflettere i prezzi di mercato,

²² In linea con l'intervallo raccomandato dalla Commissione Europea, con tassi dal 3% al 5%.

bensì il reale costo opportunità di beni e servizi sottesi alla loro determinazione; i prezzi di mercato o le tariffe regolate per l'utilizzo delle infrastrutture (es. la tariffa unica nazionale della distribuzione elettrica), invece possono riflettere le distorsioni dei mercati o sussidi incrociati tra utenti e, pertanto, risultare inattendibili nell'esprimere il loro reale valore.

- 12.9 In quest'ottica l'Autorità ritiene opportuno adottare alcune correzioni per epurare benefici e costi di fattori che potrebbero inficiare la bontà dei risultati economici finali. Le principali fonti di distorsione di cui si intende tenere conto sono rappresentate da fattori fiscali, quali sussidi, imposte, tasse dirette e indirette, che costituiscono trasferimenti di denaro da una categoria di soggetti economici ad un'altra, e non un reale costo o beneficio economico per la società. Non si ritiene invece necessario prevedere specifici correttivi per le distorsioni delle tariffe regolate in quanto, nelle analisi oggetto del presente documento, i costi infrastrutturali delle reti gas non rilevano ai fini della determinazione dei benefici, ma esclusivamente come costi di investimento.
- 12.10 In generale, per correggere le distorsioni fiscali è opportuno che i prezzi vengano considerati al netto dell'IVA e di qualsiasi taxa indiretta o diretta, nonché al netto di qualsiasi eventuale sussidio o trasferimento garantito da un'autorità pubblica.
- 12.11 Una particolare attenzione va dedicata alla contabilizzazione del costo del lavoro che, così come contabilizzato nei bilanci e nei rendiconti finanziari delle società, presenta al proprio interno svariati fattori distorsivi. Il salario di mercato differisce dal suo costo opportunità per via di fattori quali la previsione di un salario minimo, la rigidità dei salari reali, e la presenza di tasse. Pertanto, si può ricorrere alla contabilizzazione di un salario ombra che dovrebbe riflettere il costo opportunità del lavoro da utilizzare nell'ambito della valutazione economica dell'ACB. L'Autorità, in coerenza con quanto suggerito dalla *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects* della Commissione Europea²³, è orientata a adottare una soluzione semplificata per la determinazione del salario ombra, analoga a quella utilizzata per epurare i prezzi di *input* e *output* dagli effetti distorsivi di cui si è detto poco sopra, e che consiste sostanzialmente nel sottrarre la tassazione del lavoro al salario di mercato²⁴.

S 14. Osservazioni in merito alla correzione delle distorsioni fiscali e al ricorso a fattori correttivi.

²³ Commissione Europea, DG Regional and Urban Policy, *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects - Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020*, del dicembre 2014 (http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf).

²⁴ I contributi sociali, pur essendo un prelievo fiscale, si ritiene non debbano essere sottratti al salario di mercato, dal momento che essi rappresentano un prelievo corrente che si dovrebbe tradurre in una entrata salariale futura.

13 Analisi dei benefici

- 13.1 L'analisi economica è finalizzata ad investigare l'impatto sulla società di un intervento infrastrutturale. Il cambiamento nel *social welfare* associato all'investimento, da un punto di vista teorico, può essere rappresentato come differenza tra la massima disponibilità a pagare per poter disporre dei volumi addizionali di gas e il suo costo opportunità, dato dalla migliore alternativa possibile.
- 13.2 L'ACB da applicare nei Piani parte dal presupposto che gli interventi infrastrutturali sulla rete di trasporto gas sortiscano benefici differenti e originino costi di diversa natura ed entità in funzione della tipologia di intervento in analisi (es. incremento della capacità di interconnessione con l'estero, sviluppo di rete regionale, ecc.), nonché dello scenario controfattuale rispetto al quale benefici e costi vengono misurati.

Esclusione degli impatti indiretti

- 13.3 Gli impatti di tipo indiretto di un intervento di sviluppo, quali quelli che esplicano i propri effetti in termini di generale crescita occupazionale, variazione sull'economia nazionale/regionale/locale, si ritiene debbano essere esclusi dall'ACB in senso stretto, per motivi di natura sia metodologica che sostanziale.
- 13.4 Per quanto riguarda gli aspetti metodologici, la quantificazione e monetizzazione degli impatti di natura indiretta risulta di norma difficile e onerosa, dal momento che non esistono prassi consolidate in materia che garantiscano una quantificazione fondata sull'utilizzo di tecniche robuste e universalmente riconosciute. Con riferimento agli aspetti sostanziali, gli effetti indiretti di un intervento sull'economia generale di un sistema dovrebbero essere di limitata entità; una quantificazione degli impatti indiretti con contestuale inserimento tra i benefici potrebbe esporre le analisi ad un potenziale rischio di *double counting*, in quanto potrebbe indurre a considerare benefici già intercettati nell'eventuale variazione subita dai prezzi ombra di *input* considerati nell'ACB.
- 13.5 Fatto salvo quanto sopra, si ritiene comunque opportuno prevedere che l'ACB sia corredata da una descrizione qualitativa degli impatti indiretti sulle attività produttive e sui settori terzi rispetto al settore energetico che evidenzia, oltre all'eventuale contributo indiretto al conseguimento degli obiettivi nazionali e europei in materia di energia e ambiente, l'eventuale contributo in materia di sviluppo economico e occupazionale.

S 15. Osservazioni in merito alla valutazione degli impatti indiretti di un intervento infrastrutturale della rete di trasporto gas.

Ambito di riferimento dei benefici

- 13.6 Gli interventi di sviluppo infrastrutturale sulla rete di trasporto del gas possono in alcune circostanze generare rilevanti impatti a livello sistemico, a rilevanza non solo nazionale, ma anche europea.
- 13.7 La SEN 2017, relativamente allo sviluppo di nuove infrastrutture, sottolinea che la visione strategica delle infrastrutture non debba essere riferita al solo livello “nazionale”, ma bensì a quello “europeo”, che valorizza gli scambi e la solidarietà fra i Paesi membri in ambito sicurezza energetica²⁵. L’Unione Europea prevede infatti una crescente integrazione dei mercati nazionali del gas in uno scenario di maggiore interconnessione fisica, anche per attuare le misure di solidarietà previste dal nuovo Regolamento sulla sicurezza dell’approvvigionamento gas²⁶ e per le politiche di riduzione dell’uso del carbone in vari Stati membri.
- 13.8 In tale contesto, l’Autorità è orientata ad adottare lo stesso approccio già utilizzato nel settore elettrico, che prevede di considerare, ai fini della valutazione di un intervento di sviluppo incluso nel Piano decennale, benefici riferiti all’ambito nazionale su cui ricadono i costi di investimento relativi all’intervento in esame. Ciononostante, si ritiene che, a scopo informativo, possano essere rappresentati eventuali benefici ricadenti in altri Paesi, anche in coerenza con i risultati dell’analisi dell’ultimo TYNDP di ENTSOG.
- 13.9 L’Autorità, nel definire le categorie di beneficio da monetizzare, è inoltre orientata a valorizzare gli eventuali impatti positivi che un intervento di sviluppo della rete di trasporto del gas può apportare al settore elettrico, nell’ottica di promuovere una sempre maggiore integrazione tra i settori elettrico e gas (cd. *sector coupling*).

Categorie di beneficio

- 13.10 Le categorie di beneficio da considerare per l’ACB di interventi di sviluppo infrastrutturale sulla rete di trasporto gas sono le seguenti:
- *B1 - Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura del gas;*
 - *B2 - Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili (cd. fuel switching), articolato in:*
 - o *B2m - Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree;*

²⁵ La volontà di adottare una visione europea assume ancor più rilevanza alla luce della possibilità, rimarcata all’interno della SEN 2017, di attivare il “reverse flow” da sud verso nord utilizzando la rete italiana anche per il transito del gas a favore dei Paesi del centro Europa, con tariffe indirettamente a carico dei consumatori di quei Paesi.

²⁶ Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell’approvvigionamento di gas e che abroga il Regolamento (UE) n. 994/2010.

- *B2t - Sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico;*
- *B3 - Incremento sicurezza e affidabilità delle forniture, articolato in:*
 - *B3n - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni normali;*
 - *B3d - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni di stress disruption;*
- *B4 - Costi evitati di investimenti che sarebbero stati sostenuti nella cd. baseline derivanti da obblighi normativi o prescrizioni autorizzative;*
- *B5 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO₂;*
- *B6 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO₂;*
- *B7 - Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico.*

13.11 Il beneficio *B1 - Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura gas*, in coerenza con la metodologia ENTSG, è un beneficio che si concretizza nei casi di infrastrutture che consentono l'approvvigionamento di una nuova fonte, con un prezzo più competitivo rispetto a quello esistente, o nel caso di potenziamenti infrastrutturali che incrementino la capacità disponibile e, di conseguenza, il livello di competitività del mercato. Tale beneficio è calcolato come variazione del *social welfare*²⁷ derivante dal differenziale del prezzo del gas (con esclusivo riferimento al prezzo della materia prima) tra il caso comprendente l'intervento infrastrutturale e lo scenario controfattuale "senza intervento".

13.12 Il beneficio *B2 - Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili* si genera nel caso in cui l'intervento infrastrutturale preveda la metanizzazione di aree precedentemente non servite, o nei casi in cui il potenziamento di una infrastruttura già esistente induca uno spostamento della domanda per combustibili alternativi verso il gas naturale. In questo caso, per il computo del beneficio occorre tenere in considerazione due distinti effetti:

- a) il tasso di penetrazione del gas rispetto a combustibili alternativi esistenti;
- b) la variazione derivante dal differenziale previsto tra prezzo dei combustibili alternativi²⁸ e prezzo del gas approvvigionato dall'infrastruttura che si intende realizzare.

²⁷ Per una spiegazione di dettaglio dell'approccio teorico sotteso al calcolo del *social welfare*, inteso come somma di *surplus* del produttore e *surplus* del consumatore, e dei relativi modelli di simulazione di mercato, si veda la appendice 2 della proposta di aggiornamento della metodologia di ACB "2nd ENTSG Methodology for cost-benefit analysis of gas infrastructure projects" elaborata in ambito ENTSG, del 24 luglio 2017.

²⁸ Per la determinazione del prezzo futuro dei combustibili alternativi, si ritiene preferibile considerare le dinamiche di prezzo rilevatesi in passato a livello locale e non nazionale, più aderenti al contesto di riferimento oggetto di analisi.

- 13.13 L’Autorità intende scomporre, in linea con le raccomandazioni di ACER, il beneficio *B2 - Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili* in due componenti:
- a) il beneficio *B2m – Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree*;
 - b) il beneficio *B2t – Sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico*.
- 13.14 Entrambe le componenti di beneficio verrebbero determinate esclusivamente sulla base della variazione dei prezzi all’ingrosso dei combustibili, in quanto gli impatti in termini di variazione di emissioni di CO₂ sono già rappresentati nel beneficio *B5*. Per la variazione di prezzo dei combustibili, si propone di fare riferimento alle stime di prezzo definite da ENTSO-E e ENTSG, quali quelle riportate con riferimento all’anno studio 2020 (cfr. “*Scenario Report*” per i TYNDP elettricità e gas 2018²⁹). Con riferimento al beneficio *B2t - Sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico*, tale valore dovrebbe essere calcolato mediante l’utilizzo di simulazioni del funzionamento del mercato elettrico.
- 13.15 Il beneficio *B3 - Incremento sicurezza e affidabilità del sistema*, in coerenza con la metodologia ENSTOG, si intende calcolato come prodotto tra:
- a) il volume di gas potenzialmente esposto ad interruzione;
 - b) il costo dell’interruzione del gas (cd. *cost of gas disruption*), eventualmente distinto per categoria di utenza (civile, industriale, terziario e termoelettrico); ai fini della valorizzazione di tale costo, l’Autorità è orientata a tenere in considerazione eventuali *benchmark* disponibili a livello europeo³⁰.
- 13.16 L’Autorità intende scomporre, in linea con le raccomandazioni di ACER, il beneficio *B3 - Incremento sicurezza e affidabilità del sistema* in due componenti:
- a) il beneficio *B3n - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni normali*;
 - b) il beneficio *B3d - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni di stress disruption*.
- 13.17 Il beneficio *B4 – Costi evitati di investimenti che sarebbero stati sostenuti per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative*, ulteriore rispetto ai benefici monetizzati considerati da ENTSG ma in linea con l’analogo beneficio già

²⁹ Prezzi per lo scenario “*expected progress 2020*”, espressi in Euro/GJ: Nucleare: 0,47; Lignite: 1,1; Hard coal: 2,3; Gas: 6,1; Light oil: 15,5; Heavy oil: 12,7; Oil shale: 2,3.

³⁰ Attualmente, nell’ambito del processo di revisione delle Linee guida ENTSG per l’Analisi Costi-Benefici degli interventi infrastrutturali gas, è in corso un processo di revisione del *cost of gas disruption*. L’Opinione ACER n.15 del 24 ottobre 2017, con riferimento ad interventi infrastrutturali capaci di ridurre i fenomeni di interruzione della domanda, ha infatti sottolineato che per la valorizzazione di questi benefici sia opportuno che il costo delle interruzioni non sia unico, bensì venga definita una sua specifica valorizzazione in funzione del Paese e delle categorie di consumo interessate.

introdotto nel settore elettrico³¹, permette, fra l'altro, di valorizzare i costi che si sarebbero resi necessari nello scenario controfattuale (*baseline*) per garantire il servizio e che possono essere evitati grazie alla realizzazione dell'intervento in esame (cfr. precedente punto 7.5).

- 13.18 Il Beneficio *B5 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO₂*, è riconducibile alla riduzione di emissioni di CO₂ derivante da interventi che prevedono l'integrazione di fonti rinnovabili (es. biometano) o la sostituzione del gas ad altri combustibili fossili maggiormente inquinanti. Per la quantificazione di tale beneficio, l'Autorità intende ricorrere alla metodologia predisposta a tal fine da ENTSG, che prevede che il beneficio derivante dalla sostituzione del gas ad altri combustibili sia pari a:

$$B5 = (Q_{ci} * fem_{ci} + \dots + Q_{cn} * fem_{ci} - Q_{gas} * fem_{gas}) * \text{valore } CO_2$$

dove:

- Q_{ci} = quantità di combustibile di tipo i ;
- ci = combustibile alternativo rimpiazzato dal gas;
- fem_{ci} = fattore emissivo associato allo specifico combustibile rimpiazzato;
- Q_{gas} = quantità di gas che è prevista rimpiazzare i combustibili alternativi;
- fem_{gas} = fattore emissivo del gas naturale;
- valore CO₂ = valore associato alle emissioni di CO₂.

- 13.19 Per la determinazione del valore della CO₂, l'Autorità, in una fase di prima applicazione, in considerazione dell'attuale scarsa capacità del prezzo della CO₂ che si manifesta sul mercato dei permessi di emissione di riflettere il reale valore delle esternalità negative, è orientata a fare riferimento al *Carbon Shadow Price* (sociale) stimato dalla Commissione Europea (rif. Tab. 4 del documento "*Climate Change and Major Projects*" del 2016), anche tenendo conto dei contributi pervenuti dagli operatori in esito al *workshop* del 21 marzo 2018. In alternativa, l'Autorità ritiene che si possa far riferimento alla stima del costo dei permessi di emissione considerata nel "*TYNDP Scenario Report*" di ENTSO-E e ENTSG.

- 13.20 La monetizzazione del beneficio *B5*, unitamente a tutte le informazioni quantitative che ne esplicitano il calcolo, deve essere rappresentata fornendo separata evidenza del contributo, in termini di riduzione delle emissioni, di ciascuno dei benefici *B2*.

- 13.21 Il beneficio *B6 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO₂*, ulteriore rispetto al beneficio relativo alla riduzione delle esternalità negative considerato da ENTSG, è riconducibile alla riduzione delle emissioni di altri gas climalteranti (non CO₂) ad effetto globale (cd. gas a effetto serra) e

³¹ L'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/eel prevede una specifica categoria di beneficio B6 - investimenti evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (es. rispetto di vincoli di legge).

inquinanti di tipo locale (SO_x, NO_x, PM, ecc.). Come per il beneficio B5, si tratta di un beneficio che si realizza in caso di progetti che prevedono l'integrazione di fonti rinnovabili (per esempio, il biometano), o la sostituzione del gas ad altri combustibili fossili maggiormente inquinanti. Per la valorizzazione di tale beneficio, l'Autorità intende adottare il medesimo criterio applicato da ENTSOG per la CO₂, prevedendo l'adozione di opportuni fattori emissivi e valorizzazioni specifiche per tipologia di inquinante.

- 13.22 Il beneficio B7 - *Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico*, calcolato per mezzo dei medesimi strumenti di simulazione del beneficio B2t, consente, in un'ottica di *sector coupling* tra elettricità e gas, di quantificare anche i benefici per il sistema energetico italiano in relazione alla riduzione di distacchi di energia rinnovabile (ad esempio in caso di applicazioni *power-to-gas*).
- 13.23 Oltre alla monetizzazione dei benefici, si ritiene opportuno richiedere che i promotori presentino le informazioni quantitative, le ipotesi sottese e le modalità utilizzate ai fini della determinazione dei benefici.
- 13.24 Infine, si evidenzia che nei casi di interventi di sviluppo di nuova metanizzazione che presuppongono lo sviluppo di reti di distribuzione, l'Autorità è orientata a prevedere che il promotore, oltre a considerare tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali, inclusi quelli della distribuzione, fornisca indicazioni sulla coerenza tra gli sviluppi previsti delle reti di distribuzione e i requisiti di cui al decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, che disciplina il regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale.

S 16. *Osservazioni in merito ai benefici economici proposti e alla loro quantificazione.*

S 17. *Si ritiene che ci siano ulteriori benefici da prendere in considerazione?*

14 Analisi dei costi

- 14.1 La valutazione complessiva attraverso la ACB di un intervento di sviluppo infrastrutturale richiede che i benefici economici vengano rapportati ai costi connessi alla sua realizzazione. A tal proposito, per ciascuna opera principale ed accessoria che compone un intervento infrastrutturale, l'Autorità ritiene necessario che venga fornito il dettaglio analitico dei costi, con separata indicazione delle spese in conto capitale e delle spese di carattere operativo per l'orizzonte temporale di riferimento (assunto pari a 25 anni, cfr. punto 12.6).
- 14.2 Ai fini della stima dei costi di investimento (cd. *capex*), è opportuno:
- a) indicare la stima di costo di investimento per ciascuna tipologia standard di elementi costitutivi le infrastrutture di trasporto (quali condotte, stazioni di

- compressione, ecc.), afferente a ciascuna opera oggetto di analisi; tale stima deve essere elaborata a partire dai costi unitari di riferimento, differenziati per tener conto del diametro della condotta, delle specificità del territorio e dalle relative consistenze impiantistiche;
- b) tener opportunamente conto di eventuali *contingency*³²;
 - c) non tener conto di eventuali contributi in conto capitale percepiti per la realizzazione dell'intervento in esame.
- 14.3 Ai fini della stima dei costi operativi (cd. *opex*), si ritiene opportuno distinguere tra costi operativi fissi e costi operativi variabili direttamente riconducibili all'esercizio e alla manutenzione della nuova infrastruttura. Tra i costi di carattere operativo, si ritiene che debbano essere valorizzate anche le perdite diffuse correlate alle componenti impiantistiche aggiuntive, sulla base dei coefficienti di emissione rilevanti ai fini del riconoscimento tariffario (cfr. Tabella 5 dell'Allegato A alla deliberazione 3 agosto 2017, 575/2017/R/GAS).
- 14.4 Con riferimento ai costi compensativi esogeni all'infrastruttura legati a effetti sociali e ambientali negativi, si ritiene in prima analisi che tali costi debbano essere esclusi dai costi di investimento e operativi connessi all'intervento in quanto rappresentano un trasferimento di beneficio alla collettività (cfr. punto 12.8 e successivi). Tuttavia, tenuto conto del fatto che l'Opinione ACER 15/2017 evidenzia l'opportunità che tali costi siano tenuti in considerazione, in quanto rappresentano un approssimazione dei costi di natura sociale e/o ambientale che la realizzazione dell'intervento impone alla collettività, in questa fase di consultazione si ritiene che tale tematica possa essere oggetto di ulteriori approfondimenti, anche al fine di definire le modalità di stima di tali costi.
- 14.5 Inoltre, allo scopo di garantire una maggiore attendibilità delle stime di costo presentate, l'Autorità ritiene che venga data indicazione della maturità della stima di costo fornita; in particolare, si ritiene opportuno che i promotori rendano esplicito: (i) se la stima del costo presentata è elaborata sulla base di costi unitari in fase di pianificazione; (ii) se è aggiornata per effetto delle prescrizioni contenute nelle autorizzazioni; (iii) se tiene conto del progetto esecutivo di realizzazione delle opere e degli esiti delle procedure di affidamento delle commesse. Inoltre, accanto alla stima di costo di investimento deve essere fornita indicazione dell'eventuale impegno economico già sostenuto.
- 14.6 I costi presentati devono essere costi di carattere economico, ovverosia epurati di tutte quelle componenti di natura fiscale che ingenerano effetti distorsivi.
- 14.7 Si ritiene che la definizione dei dettagli applicativi di stima e aggiornamento dei costi di investimento e operativi da considerare nell'ambito dell'ACB, inclusi i costi unitari per tipologia standard di elemento infrastrutturale, sia demandata

³² Le *contingency* rappresentano componenti di costo aggiuntive rispetto ai cespiti cui si riferiscono, necessarie per tenere conto dei potenziali impatti che potrebbero avere sulla stima dei costi il verificarsi di modifiche normative, il blocco cantieri e altre variabili non direttamente imputabili al promotore del progetto e imprevedibili nella loro natura.

alla proposta di criteri applicativi dell'ACB che sarà elaborata dall'impresa maggiore di trasporto (cf. punto 1.8).

S 18. Osservazioni in merito ai costi e alla loro quantificazione.

15 Indicatori di *performance* economica

- 15.1 Per rappresentare i risultati degli interventi infrastrutturali oggetto di analisi si ritiene opportuno ricorrere ad indicatori sintetici di *performance* economica quali: il Valore Attuale Netto Economico (VAN_E), il rapporto Benefici/Costi (B/C) e il *Payback Period* Economico (PBP_E).
- 15.2 Il criterio del Valore Attuale Netto Economico (VAN_E) si basa sul principio secondo cui un'iniziativa merita di essere presa in considerazione solo se i benefici che ne possono derivare sono superiori alle risorse utilizzate, e consiste nella attualizzazione dei flussi monetari (benefici e costi) associati al progetto attraverso l'utilizzo di un tasso di sconto sociale, posto pari al 4%:

$$VAN_E = \sum_{t=f}^{c+25} \frac{B_t - C_t}{(1+s)^{t-n}}$$

ove:

- B_t = benefici attesi all'anno t ;
- C_t = costi attesi all'anno t ;
- s = tasso di sconto sociale;
- f = primo anno in cui si sono determinati (o sono previsti) costi per il progetto;
- c = anno convenzionalmente precedente al primo anno di esercizio;
- n = anno di esecuzione dell'analisi costi-benefici, di norma corrispondente all'anno di preparazione del piano decennale (preso a riferimento per la attualizzazione dell'analisi).

- 15.3 Il rapporto Benefici/Costi (B/C) è dato dal rapporto tra il valore attuale dei benefici e il valore attuale dei costi. Tale rapporto può essere assunto come misura dell'utilità sociale dell'intervento, intesa come *social welfare* per unità di capitale investito. Un rapporto B/C maggiore di 1 implica un beneficio sociale derivante dalla realizzazione di un intervento superiore al suo costo. Esso si calcola come:

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=f}^{c+25} \frac{B_t}{(1+s)^{t-n}}}{\sum_{t=f}^{c+25} \frac{C_t}{(1+s)^{t-n}}}$$

- 15.4 Infine, il *payback period* economico (PBP_E) è l'intervallo di tempo necessario affinché i benefici cumulati superino i costi cumulati, ed è un indicatore utile a misurare il grado di certezza in termini di effettiva capacità di un investimento di produrre l'utilità attesa in funzione del tempo impiegato per generare un

risultato netto positivo: la certezza associata ad un investimento risulta maggiore quanto minore risulti il suo *payback period*, anche in considerazione della maggiore affidabilità della stima dei benefici nel breve-medio periodo.

S 19. Osservazioni in merito agli indicatori di performance economica proposti.

16 Analisi di sensitività e di rischio

- 16.1 L'ultima fase dell'ACB è costituita dall'analisi di sensitività e di rischio, il cui scopo è quello di testare la validità e la robustezza dei risultati dell'ACB al verificarsi di eventi imprevedibili o modifiche nelle variabili di riferimento del progetto. Dal momento che l'esito delle ACB dipende molto dalle ipotesi sottese alla quantificazione di costi e benefici, la cui variazione può sortire effetti anche di una certa rilevanza sul risultato economico finale, l'analisi di sensitività si ritiene consenta di trattare adeguatamente il fattore incertezza.
- 16.2 L'analisi di sensitività e rischio si può ritenere strutturata idealmente in due fasi:
- analisi di sensitività sugli elementi costitutivi il *business plan* economico, per determinare variabili e parametri "critici";
 - analisi di scenario, per indagare il possibile impatto sui risultati di *performance* economica di diverse combinazioni di variabili e parametri "critici" (cd. *contrasting scenarios*).
- 16.3 L'analisi di sensitività di cui al precedente punto, lettera a), consente l'identificazione delle variabili critiche del progetto, ossia quelle variabili la cui variazione, positiva o negativa, genera effetti rilevanti sui risultati di *performance* economica del progetto, quali principalmente VAN_E , B/C, e PBP_E .
- 16.4 L'analisi di sensitività è effettuata modificando singolarmente una variabile per volta *ceteris paribus* e determinandone l'effetto sul VAN_E . Ai fini dell'identificazione delle variabili "critiche", una possibilità è quella di adottare il medesimo criterio della *European Commission Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects*, che considera "critiche" quelle variabili per le quali una variazione percentuale dell'1% del valore adottato nell'ipotesi di riferimento genera una variazione maggiore dell'1% sul valore del VAN_E .
- 16.5 I fattori di rischio tipicamente analizzati per la individuazione delle variabili critiche sono:
- capex*;
 - opex*;
 - prezzi dei combustibili e della CO_2 ;
 - domanda prevista (per tipologia di combustibile, ed eventualmente per tipologia di consumatore).
- 16.6 Un momento fondamentale dell'analisi di sensitività consiste nel calcolo dei cd. *switching value*, ovverosia i valori che le variabili "critiche" dovrebbero

assumere per far sì che il VAN_E diventi nullo e quindi che il rapporto B/C risulti inferiore a 1. Di norma, è utile che i risultati vengano presentati in termini percentuali, in modo tale da inferire immediatamente quale incremento (o decremento) percentuale dovrebbe subire una determinata variabile “critica” per ingenerare un VAN_E nullo. Il ricorso agli *switching value* consente ai promotori dei progetti e a chi deve effettuare le verifiche di competenza di riconoscere possibili rischi connessi alla realizzazione dell’investimento, ed eventualmente di orientarsi verso lo sviluppo di azioni di mitigazione del rischio.

- 16.7 La fase di cui al precedente punto 16.2, lettera b), consiste nella verifica della solidità dei benefici in funzione delle analisi di scenario, al fine di indagare il possibile impatto sui risultati di *performance* economica di differenti combinazioni di valori assunti dalle variabili “critiche”. I risultati di *performance* economica vengono dunque calcolati anche in funzione di scenari contrastanti (ad esempio, uno scenario pessimistico e uno ottimistico), in modo da costituire un intervallo di riferimento dei possibili esiti futuri del progetto.

S 20. Osservazioni in merito alle modalità di effettuazione delle analisi di sensitività e di rischio.

17 Indicatori quantitativi

- 17.1 Ferma restando la centralità dell’analisi economica di cui ai capitoli precedenti, l’Autorità, al fine di tenere conto degli effetti sistemici che possono derivare dalla realizzazione di taluni interventi infrastrutturali, ritiene che sia opportuno quantificare, per gli interventi che presentano i requisiti e nei casi in cui il promotore lo ritenga utile, alcuni effetti non monetari attraverso indicatori sintetici, riferiti prevalentemente ad aspetti di sicurezza e competitività/maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Poiché gli effetti economici sottesi a tali indicatori sono già espressi negli indicatori di beneficio monetizzati (ove opportunamente calcolati), se ne prevede l’uso a soli fini informativi.
- 17.2 Gli indicatori quantitativi che si ritiene opportuno utilizzare sono:
- I1 - Indicatore N-1³³;
 - I2 - Indice di diversificazione delle fonti di approvvigionamento (*Import Route Diversification Index, IRDI*)³⁴;
 - I3 - Indice di capacità bidirezionale (*Bidirectional Project Index, BPI*).

³³ Per il dettaglio delle modalità di calcolo dell’indicatore N-1 si rimanda alla Appendice F del *Ten Year Network Development Plan 2017* e alla Appendice 5 della proposta di aggiornamento della metodologia di ACB “*2nd ENTSOG Methodology for cost-benefit analysis of gas infrastructure projects*”.

³⁴ Per il dettaglio delle modalità di calcolo dell’indice di diversificazione delle fonti di approvvigionamento (*Import Route Diversification Index, IRDI*) si rimanda all’Appendice F del *Ten Year Network Development Plan 2017* e alla Appendice 5 della proposta di aggiornamento della metodologia di ACB “*2nd ENTSOG Methodology for cost-benefit analysis of gas infrastructure projects*”.

- 17.3 L'indicatore N-1 è un indice finalizzato a inferire il livello di sicurezza del sistema gas di un Paese attraverso il calcolo degli effetti che genererebbe una interruzione degli approvvigionamenti, con probabilità di accadimento 1 su 20 anni, da parte dell'infrastruttura principale del Paese in un momento in cui la domanda è al suo picco³⁵. L'indicatore N-1 di cui all'articolo 6 del Regolamento EU 994/2010³⁶ (oggi abrogato), considerava la capacità tecnica massima dei punti di entrata, ma non l'effettiva disponibilità di flussi di *import* in diversi momenti dell'inverno, come invece richiesto dal nuovo Regolamento UE sulla sicurezza di approvvigionamento recentemente approvato (art. 5 del Regolamento UE 2017/1938). Alla luce di tali considerazioni, l'Autorità è orientata a tenere in considerazione accanto al calcolo dell'indicatore N-1 tradizionale basato sulla capacità tecnica, anche il calcolo che, sulla base delle analisi di flusso del gas, tiene conto della effettiva capacità disponibile, in coerenza con le disposizioni del nuovo Regolamento sulla sicurezza degli approvvigionamenti europeo di cui sopra.
- 17.4 L'indice di diversificazione delle fonti di approvvigionamento (*Import Route Diversification Index*, IRDI) misura il grado di concentrazione delle fonti e della capacità di import. Di fatto è un indicatore che misura la diversificazione delle tratte che il gas può percorrere per raggiungere una determinata zona e fornisce quindi una metrica correlata agli effetti sulla competitività.
- 17.5 L'indice di capacità bidirezionale (*Bidirectional Project Index*, BPI) misura l'incidenza della capacità di controflusso sulla capacità complessiva di flusso prevalente. È primariamente un indicatore di integrazione tra mercati ed è calcolato come:

$$BPI = \min\left(1; \frac{\text{capacità exit}}{\text{capacità entry}}\right)$$

Si tratta di una informazione rilevante alla luce delle disposizioni del Regolamento (UE) 2017/1938 che, nel delineare gli *standard* infrastrutturali (rif. articolo 5), prescrive ai gestori del sistema di trasporto di realizzare una capacità fisica permanente di trasporto del gas in entrambe le direzioni (“capacità bidirezionale”) su tutte le interconnessioni transfrontaliere, salvo esenzioni da tale obbligo; ciò al fine di assicurare che gli eventuali benefici della capacità bidirezionale permanente siano sempre presi in considerazione quando si pianifica una nuova interconnessione. Con questo indice l'Autorità intende dunque tenere in considerazione l'eventuale impatto che uno specifico intervento infrastrutturale può sortire con riferimento a Paesi terzi.

- 17.6 In linea con l'Opinione 15/2017 di ACER, l'Autorità non ritiene opportuno l'utilizzo di ulteriori indicatori quantitativi (tra cui, in particolare, quelli ulteriori

³⁵ Valori del calcolo “N-1” superiori al 100% indicano un sufficiente livello di margine delle infrastrutture per il sistema.

³⁶ Regolamento (UE) n. 994/2010 del Parlamento e del Consiglio del 20 ottobre 2010 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga la direttiva 2004/67/CE del Consiglio.

definiti nella bozza di seconda metodologia ACB di ENTSOG) in quanto ciò determinerebbe il rischio di un doppio conteggio dei benefici, e comporterebbe un'inutile complessità di analisi.

S 21. Osservazioni in merito agli indicatori quantitativi, alle relative modalità di calcolo, e all'opportunità di prevedere una loro monetizzazione.

18 Presentazione dei risultati

- 18.1 Al fine di agevolare la fruibilità e la trasparenza delle informazioni relative agli interventi di sviluppo nonché gli esiti delle ACB, l'Autorità ritiene opportuno che i promotori degli interventi di sviluppo della rete di trasporto redigano "schede intervento" riportanti quantomeno gli elementi informativi di contesto, le informazioni relative alle tempistiche, allo stato di avanzamento e all'avanzamento dell'intervento, i risultati relativi ai benefici, i dati rilevanti di costo, gli indicatori di *performance* economica elaborati anche per tenere conto del trattamento dell'incertezza, gli indicatori quantitativi.
- 18.2 La Tabella 2 in Appendice specifica le "schede intervento" che i promotori dovrebbero essere tenuti a compilare.

S 22. Osservazioni in merito alle modalità di presentazione dei risultati e sul contenuto delle "schede progetto".

19 Applicazione della valutazione multicriteri

Principi generali

- 19.1 Il presente capitolo è finalizzato ad introdurre la metodologia di valutazione multicriteri (AMC) che, nelle intenzioni dell'Autorità (cfr. precedente punto 7.3), può rappresentare uno strumento complementare all'ACB, che trova applicazione in caso di interventi alternativi (incluso il caso di alternativa tra sviluppo infrastrutturale gas e sviluppo infrastrutturale elettrico), laddove la sola ACB non sia uno strumento efficace nell'indicare la migliore decisione per la collettività.
- 19.2 Tale circostanza può manifestarsi in particolare nei casi in cui gli interventi alternativi, pur avendo un'ACB positiva, generino benefici differenti in termini di sicurezza degli approvvigionamenti, diversificazione delle fonti o integrazioni dei mercati. In tale caso, può essere opportuno disporre di uno strumento che consenta di contemperare valutazioni e risultati differenti, anche attraverso specifiche ponderazioni degli indicatori di tipo quantitativo degli interventi. L'AMC, contrariamente alla ACB, consente infatti di associare tra loro valutazioni finanziarie ed economiche, tipicamente espresse in valori monetari, con criteri di tipo quantitativo, o qualitativo.

- 19.3 È dunque intenzione dell’Autorità ricorrere allo strumento dell’AMC nei casi di interventi alternativi, in cui per stabilire la convenienza economico-sociale occorra fare riferimento a più fattori che sono valutati con unità di misura differenti, attraverso la definizione delle priorità di intervento e l’opportuna attribuzione dei pesi alle priorità, al fine di tenere in considerazione tutte le possibili valutazioni, siano esse di natura economica, quantitativa o qualitativa, opportunamente coniugate per addivenire alla identificazione di un unico risultato complessivo.
- 19.4 Inoltre, l’AMC risulta di grande utilità nei casi in cui la valutazione riguardi progetti alternativi, finalizzati a conseguire i medesimi obiettivi ma con modalità differenti tra loro, e sia al contempo necessario contemperare le opinioni di una molteplicità di soggetti portatori di interessi tra loro, a volte, assai diversi. In questi casi, in cui per altro la scelta per una determinata alternativa progettuale rispetto ad un’altra dipenda dall’opinione di più soggetti istituzionali, chiamati ad operare congiuntamente per definire quali siano gli obiettivi prioritari di cui tenere conto e quale alternativa progettuale sia in grado di soddisfarli al meglio, l’AMC costituisce un valido strumento per l’attribuzione dei pesi alle priorità di intervento e la individuazione della migliore alternativa.

La metodologia di valutazione multicriteri

- 19.5 Con l’AMC il decisore pubblico valuta la convenienza economico-sociale degli interventi da realizzare in funzione di più obiettivi, ai quali spesso non attribuisce la stessa importanza. Nell’AMC il benessere sociale non dipende perciò da un’unica variabile (il risultato dell’ACB in senso stretto), che pure può rientrare tra i criteri presi in considerazione dalla AMC, ma da diversi fattori (es. qualità dell’ambiente, diversificazione delle fonti energetiche, ma anche equità distributiva, ecc.).
- 19.6 L’elemento innovativo dell’AMC consiste nell’abbandono del paradigma dell’ottimo a favore della ricerca multi-criteri del compromesso ottimale sotto molteplici e differenti punti di vista, in cui sono individuati quegli elementi che servono a chiarire la priorità su cui basare le scelte. Non è l’alternativa “migliore” che deve essere raggiunta, ma devono essere invece identificate le alternative che “soddisfano” un certo numero di *standard* esplicitamente definiti.
- 19.7 Ogni obiettivo deve essere valutato mediante i criteri più appropriati, misurati con unità diverse. Per poter procedere alla valutazione di progetti alternativi è necessario dunque: i) definire i criteri di valutazione in ragione degli obiettivi dell’intervento, ii) decidere l’importanza relativa (priorità) dei diversi criteri e infine, iii) una volta che i diversi criteri sono stati valutati, calcolare la soluzione ottimale.
- 19.8 La procedura per la valutazione multicriteri consiste nella realizzazione delle seguenti fasi:

- a) *Definizione degli obiettivi e individuazione dell'insieme di progetti e alternative*: la valutazione multicriteri non viene mai svolta su una sola ipotesi progettuale, bensì prende sempre in considerazione e confronta molteplici soluzioni. In particolare, nell'ambito della valutazione di progetti infrastrutturali della rete di trasporto gas, l'AMC ben si presta alla valutazione di progetti alternativi, che siano finalizzati a conseguire i medesimi obiettivi ma con modalità assai differenti tra loro.
- b) *Individuazione dei criteri di valutazione per misurare le alternative*: i criteri sono volti a quantificare i potenziali effetti delle diverse alternative, e possono assumere forma qualitativa o quantitativa. Essi costituiscono la traduzione operativa degli obiettivi, ovvero una modalità per esprimere gli obiettivi in modo tale da poter essere misurati per confrontare tra loro le alternative. Come principio generale, la corretta applicazione di una AMC richiede che i criteri utilizzati siano tutti mutualmente indipendenti, ovverosia che i punteggi assegnati alle alternative sulla base di un determinato criterio non siano viziati dai punteggi assegnati in base agli altri criteri.
- c) *Assegnazione dei pesi ai diversi criteri*: questa fase del processo consiste nell'assegnazione di valori numerici ai differenti criteri al fine di misurare il peso relativo di ciascun criterio rispetto al punteggio totale assegnabile alle alternative progettuali³⁷.
- d) *Definizione del metodo di assegnazione dei punteggi e della scala valoriale di riferimento*: questa fase consiste nella definizione del metodo con cui, per ogni criterio di valutazione prescelto e con riferimento a ciascuna alternativa, verrà assegnato un punteggio. Sostanzialmente, sulla base della *performance* attesa di ciascuna alternativa, i soggetti chiamati ad effettuare la valutazione assegnano in base al criterio selezionato un punteggio numerico (per esempio, da 1 a 10) associato a una scala quantitativa o qualitativa³⁸. Per ogni alternativa progettuale si procede alla somma delle

³⁷ L'assegnazione dei pesi a ciascun criterio può avvenire principalmente in due modi:

1. Assegnazione dei pesi, entro un intervallo di valori predefinito, direttamente da parte del decisore pubblico, sulla base della preferenza individuale per ciascun criterio di valutazione. Nel caso in cui i soggetti decisionali siano più d'uno, per riflettere le preferenze che ciascun soggetto manifesta per i criteri di valutazione in un unico valore, viene fatto ricorso alla media geometrica dei pesi assegnati da ciascun soggetto. Si tratta di un metodo che gode di estrema facilità di applicazione, a scapito però della possibilità di catturare l'importanza relativa di ciascun criterio.
2. Analisi gerarchica dei criteri per la definizione dei pesi, con confronto a coppie finalizzato ad esprimere l'importanza relativa di uno specifico criterio relativamente ad un altro. Per ogni confronto a coppie, il decisore pubblico assegna un punteggio relativo. Si costruisce così una matrice dei confronti a coppie a partire dalla quale, tramite la ricomposizione del problema decisionale, si addivene alla determinazione degli ordinamenti delle alternative. Tale metodologia, che rientra per altro tra i metodi contemplati dalla Linee guida ATAC attuative del nuovo Codice degli Appalti (entrato in vigore col d.lgs. 18 aprile 2016, n. 50), è stata recentemente applicata in sede europea per la identificazione dei criteri di selezione dei Progetti di Interesse Comune (cd. *Projects of Common Interest, PCI*).

³⁸ La valutazione delle alternative progettuali può essere fatta dai soggetti deputati all'analisi attraverso il metodo dell'analisi gerarchica di cui al punto 2 della nota precedente. In questo caso, il confronto a

preferenze attribuite da ciascun soggetto istituzionale chiamato ad esprimere una valutazione. Il valore complessivamente assegnato da tutti i soggetti deputati alla valutazione ad ogni singola alternativa progettuale sarà dato dalla somma delle preferenze espresse da ciascun soggetto per ogni criterio.

- e) *Normalizzazione dei dati*: la fase di normalizzazione dei punteggi è finalizzata a far sì che i valori espressi per tutti i criteri siano compresi all'interno del medesimo intervallo (per esempio da 0 a 1). L'operazione di normalizzazione viene effettuata per ciascun criterio di valutazione attribuendo all'alternativa con la somma delle preferenze maggiore il valore 1 e valori proporzionali minori alle altre alternative. In questo modo si otterrà una prima classificazione delle alternative in funzione dei differenti criteri precedentemente individuati.
- f) *Calcolo degli ordinamenti delle alternative*: il meccanismo, che costituisce la fase finale dell'AMC, consiste nel combinare pesi e punteggi normalizzati in modo da pervenire ad un ordinamento finale delle alternative e addivenire all'identificazione di quella ottimale. Una delle tecniche più utilizzate consiste nel metodo della somma pesata dei punteggi che per individuare l'alternativa migliore, per ciascuna opzione di intervento in valutazione, effettua una somma del punteggio di ciascun criterio ponderato per il relativo peso.

19.9 Non da ultimo, allo scopo di testare la validità e robustezza dei risultati individuati, l'AMC può essere sottoposta ad una analisi di sensitività che identifichi i potenziali effetti che cambiamenti nei criteri di valutazione, nei pesi ad essi assegnati, e nei punteggi espressi dai valutatori possono sortire sugli esiti finali delle valutazioni.

S 23. Osservazioni in merito alla metodologia di Analisi Multi-Criteri e al suo ambito di applicazione.

coppie è però finalizzato a confrontare tra loro le alternative progettuali in valutazione (e non i criteri stessi) per poter addivenire ad un ordinamento finale delle opzioni proposte e alla identificazione della scelta ottimale.

Appendice – Elementi costitutivi della scheda intervento

Tabella 1: Informazioni per la definizione del contesto di riferimento degli interventi infrastrutturali delle reti di trasporto gas

Informazioni di contesto	
<i>Aspetti socio-economici</i>	<ul style="list-style-type: none"> - PIL - Reddito pro-capite - Andamento demografico
<i>Fattori geografici</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Gradi giorno e condizioni climatiche - Interconnessioni con altri paesi - Tipologia e quantità di fonti energetiche e combustibili disponibili (in termini di bilancio energetico del territorio)
<i>Fattori istituzionali, politici e regolatori</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Riferimento a Direttive e Regolamenti europei e a specifici documenti di settore (Strategie, Piani d’Azione, <i>Roadmap</i> ecc.) - Riferimenti a leggi dello Stato e leggi regionali e a specifici documenti di settore (Strategie, Piani d’Azione, ecc.), nonché a documenti di pianificazione e strategia regionale e locale
<i>Attuali condizioni tecniche del servizio</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Fabbisogno energetico complessivo (consumi di elettricità, gas naturale, altre fonti fossili, ecc.) - Volumi di energia elettrica prodotta per tipologia di combustibile - Andamento stagionale e giornaliero dei consumi di gas e altri combustibili - Tasso di dipendenza dalle importazioni estere - Investimenti pianificati o recentemente realizzati che possono incidere sull’efficacia dell’intervento di sviluppo infrastrutturale - Numero di utenti attualmente serviti - Capacità tecnica - Livello di utilizzo della rete nel triennio precedente alla presentazione del progetto, definito per ciascun punto (entrata, uscita, riconsegna) e per singola tratta principale di rete, in termini di: volumi annui trasportati, capacità di trasporto giornaliera massima utilizzata e capacità di trasporto giornaliera massima impegnata (capacità commerciale)
<i>Attuali condizioni di mercato</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Struttura e grado di concentrazione del mercato di approvvigionamento dell’area oggetto di analisi - Andamento dei prezzi delle fonti energetiche impiegate
<i>Accettabilità sociale</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Eventuali posizioni contrarie allo sviluppo infrastrutturale espresse da organizzazioni della società civile

Tabella 2: Rappresentazione degli esiti dell’analisi costi-benefici

Caratteristiche principali
a. Denominazione dell’intervento

- b. Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica
- c. Codice identificativo dell'intervento nel Piano decennale e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSOG e nei piani regionali di ENTSOG
- d. Obiettivo principale dell'intervento
- e. Denominazione delle opere che costituiscono l'intervento e relativo codice
- f. Categoria principale a cui afferisce l'intervento ("interconnessione con l'estero", "nuovi sviluppi infrastrutturali in aree non metanizzate", "interventi di potenziamento della rete", ecc.)
- g. Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano decennale
- h. Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile)
- i. Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile)
- j. Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative
- k. Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera: diametro (mm), lunghezza (km), capacità di trasporto (MSmc/g, alle condizioni di riferimento 15°C-1,01325 bar), potenza installata delle centrali di compressione (MW)
- l. Indicazione dei limiti operativi dell'intervento: pressione, portata minima e massima di ingresso nella rete
- m. Eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza con altri interventi

Tempistiche previste e stato di avanzamento dei lavori

- n. Indicazione dello stato "in valutazione" o "pianificato" dell'intervento
- o. Per gli interventi "pianificati", previsione delle tempistiche di ciascuna opera (principale ed accessoria), indicando le stime delle date di:
 - avvio iter autorizzativo e/o attività propedeutiche di progettazione esecutiva delle opere dell'intervento;
 - avvio cantieri per la realizzazione, successivamente alle attività di cui al punto precedente;
 - completamento ed entrata in esercizio di ciascuna opera, successivamente alle attività di cui al punto precedente.
- p. Definizione dello stato di avanzamento di ciascuna opera che compone un intervento distinguendo tra:
 - pianificazione e progettazione dell'intervento;
 - autorizzazione e/o progettazione esecutiva;
 - cantierizzazione e realizzazione;
 - completamento ed entrata in esercizio.
- q. Per gli interventi (e, ove applicabile, per le singole opere) già pianificati nei precedenti Piani, indicazione sullo stato di avanzamento: "come da programma", "in anticipo",

<p>“ritardo esogeno al promotore”, “posticipazione volontaria da parte del promotore”</p>
<p>Benefici</p> <ul style="list-style-type: none"> - B1 – <i>variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura del gas</i> - B2 – <i>variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili (cd. fuel switching)</i> <ul style="list-style-type: none"> ▪ B2m – <i>per metanizzazione di nuove aree</i> ▪ B2t – <i>per il settore termoelettrico</i> - B3 – <i>incremento sicurezza e affidabilità</i> <ul style="list-style-type: none"> ▪ B3n – <i>in condizioni normali</i> ▪ B3d – <i>in condizioni di stress disruption</i> - B4 – <i>costi evitati di investimenti in “baseline”</i> - B5 – <i>riduzione delle esternalità negative per emissioni di CO₂</i> - B6 – <i>riduzione delle esternalità negative per emissioni differenti da CO₂</i> - B7 – <i>maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico</i>
<p>Costi</p> <p><i>(con indicazione della maturità della stima fornita: pianificazione, autorizzazione, progetto esecutivo, affidamento delle commesse, in realizzazione, ecc.)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Capex per ciascuna opera principale ed accessoria, distinti per categoria base (condotte, stazioni di compressione, ecc.) e riferimento di costo unitario</i> - <i>Opex con distinzione tra costi operativi fissi e costi operativi variabili, e per ciascuna opera principale ed accessoria</i> - <i>Impegno economico già sostenuto</i>
<p>Indicatori di performance economica</p> <p><i>(calcolati per gli scenari: di riferimento, ottimistico e pessimistico)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - VAN_E - B/C - PBP_E
<p>Indicatori quantitativi</p> <ul style="list-style-type: none"> - Indicatore N -1 - Indice di diversificazione delle fonti di approvvigionamento (IRDI) - Indice di capacità bidirezionale (BPI)