

REQUISITI MINIMI PER LA PREDISPOSIZIONE DEI PIANI DECENNALI DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS E PER L'ANALISI COSTI-BENEFICI DEGLI INTERVENTI

TITOLO 1 – DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1

Definizioni

- 1.1 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come modificato e integrato dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, le definizioni di cui alla RTTG (per gli anni 2018 e 2019, Allegato A alla deliberazione 3 agosto 2017, 575/2017/R/GAS), nonché le seguenti definizioni:
- a) **analisi costi-benefici** (o **ACB**) è l'analisi economica dei costi e dei benefici;
 - b) **contesto di riferimento** è l'area territoriale (locale, regionale o interregionale) su cui il progetto infrastrutturale è atteso sortire i suoi effetti, in particolare in termini di potenziali beneficiari diretti finali;
 - c) **European Network of Transmission System Operators for Gas**, ovvero **ENTSOG**, è la Rete europea dei gestori di sistemi di trasporto del gas, istituita con il Regolamento (CE) n. 715/2009;
 - d) **gestore del sistema di trasporto** è l'impresa che svolge l'attività di trasporto ed è responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di trasporto in una data zona e, eventualmente, delle relative interconnessioni con altri sistemi, nonché di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasporto di gas naturale;
 - e) **intervento** è costituito (i) da opere strettamente interdipendenti e ciascuna individualmente necessaria al raggiungimento degli obiettivi generali per i quali l'infrastruttura di trasporto del gas naturale viene realizzata (opere principali) e (ii) da altre opere funzionali e necessarie all'intervento (opere accessorie); l'intervento, nell'insieme delle sue componenti è in grado di garantire il funzionamento dell'infrastruttura e l'erogazione del servizio di trasporto del gas naturale per il quale è stato realizzato;
 - f) **Project of Common Interest** (o **PCI**) sono i Progetti di Interesse Comune di cui all'articolo 1, comma 2, lettera a), del Regolamento (UE) n. 347/2013;
 - g) **Piano** è il Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto gas che i gestori predispongono ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo n. 93/11;

- h) ***Ten Year Network Development Plan*** (o **TYNDP**) è il piano di sviluppo della rete a livello comunitario, adottato da ENTSOG ogni due anni ai sensi dell'articolo 8, paragrafo 3, lettera b), del Regolamento (CE) n. 715/2009.

TITOLO 2 – REQUISITI MINIMI DI COMPLETEZZA E TRASPARENZA DEL PIANO

Articolo 2

Requisiti minimi informativi di Piano

- 2.1 Il Piano predisposto dai gestori del sistema di trasporto, ai fini della valutazione di competenza dell'Autorità, deve contenere almeno i seguenti elementi essenziali:
- a) una descrizione di dettaglio delle caratteristiche della rete di trasporto nazionale e regionale, delle aree in cui la stessa è funzionalmente articolata, e del livello di utilizzo della medesima rete nel triennio anteriore alla redazione del Piano, al fine di evidenziare in particolare le criticità e le congestioni presenti;
 - b) le principali infrastrutture di trasporto da costruire, potenziare o rinnovare nell'arco dei dieci anni successivi, e la loro puntuale correlazione con le criticità emerse e previste;
 - c) le principali infrastrutture di trasporto oggetto di interventi di manutenzione e messa in sicurezza nell'arco dei dieci anni successivi;
 - d) l'elenco degli interventi di Piano rientranti nell'ambito dei Progetti di Interesse Comune che interessano l'Italia, ai sensi dell'articolo 3, comma 6 del Regolamento (EU) n. 347/2013;
 - e) gli investimenti già decisi nonché, motivandone la scelta, i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo, anche ai fini di consentire il superamento delle criticità presenti o attese;
 - f) i risultati attesi (costi, benefici e altri impatti) con la realizzazione del complesso degli interventi di sviluppo inclusi nel Piano;
 - g) una descrizione del coordinamento con i gestori esteri e nazionali di reti di trasporto del gas, nonché con gli altri operatori proprietari di infrastrutture connesse alle reti di trasporto del gas naturale;
 - h) una indicazione dell'ammontare di spesa di investimento complessivamente previsto nello scenario di Piano e della spesa prevista in ciascuno dei cinque anni successivi a quello di redazione del Piano, fornendo separata evidenza della spesa relativa a interventi di sviluppo, di quella relativa a interventi di rinnovo e di quella relativa a interventi di manutenzione o per la sicurezza della rete;

- i) la descrizione dell'evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi, definiti coerentemente con gli scenari di riferimento disponibili a livello nazionale ed europeo, nonché con gli scenari coordinati tra il gestore della rete di trasmissione elettrica e l'impresa maggiore di trasporto di cui al comma 4.1, lettera c);
- j) una descrizione delle criticità e delle congestioni attese sulla rete in relazione all'evoluzione degli scenari di cui alla precedente lettera i).

Articolo 3

Documenti complementari al Piano

- 3.1 I gestori del sistema di trasporto corredano il Piano con:
 - a) un allegato contenente le schede intervento per ciascuno degli interventi contenuti nel Piano;
 - b) un rapporto di monitoraggio degli interventi contenuti nel Piano già inclusi in Piani precedenti.
- 3.2 Le schede intervento, di cui alla lettera a) del precedente comma 3.1, sono redatte sulla base dei contenuti minimi di cui alle Tabelle in Appendice e riguardano: le informazioni di contesto, gli elementi informativi dell'intervento, gli esiti dell'ACB (elaborati anche per tenere conto del trattamento dell'incertezza e degli eventuali contributi percepiti) e gli indicatori quantitativi. Per gli interventi non rientranti nell'ambito di applicazione dell'analisi economica di cui al successivo Articolo 9, le schede intervento sono redatte in forma semplificata, escludendo l'analisi dei benefici e gli indicatori quantitativi.
- 3.3 Il rapporto di monitoraggio, di cui alla lettera b) del precedente comma 3.1, contiene una rappresentazione sintetica, anche in forma tabellare, degli interventi previsti nei Piani precedenti, con indicazione dei tempi effettivi di realizzazione, dell'impegno economico sostenuto, delle mancate realizzazioni, dei ritardi e delle relative cause.

Articolo 4

Documenti complementari al Piano dell'impresa maggiore di trasporto

- 4.1 L'impresa maggiore di trasporto correda il Piano con ulteriori tre documenti:
 - a) il documento di coordinamento recante gli interventi contenuti nei Piani di tutti i gestori del sistema di trasporto, inclusi i propri;
 - b) il documento recante i criteri applicativi dell'ACB;
 - c) il documento recante la descrizione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi considerati nel Piano.
- 4.2 Il documento di coordinamento tra l'impresa maggiore di trasporto e gli altri gestori del sistema di trasporto, di cui alla lettera a) del comma 4.1, è finalizzato

- a favorire interventi coordinati di pianificazione e sviluppo delle reti evitando duplicazioni di progetti e garantendone al contempo la fattibilità.
- 4.3 Nel documento di coordinamento sono elencati tutti gli interventi contenuti nei Piani dei gestori del sistema di trasporto e sono indicati:
- a) eventuali interventi (ulteriori rispetto a quelli contenuti nei Piani) che si renderebbero necessari sulla rete ai fini della realizzazione degli interventi contenuti nei Piani dei gestori;
 - b) eventuali sovrapposizioni tra gli interventi dei diversi gestori del sistema di trasporto.
- 4.4 Il documento di cui alla lettera b) del comma 4.1, recante i criteri applicativi per l'ACB, fornisce una descrizione dettagliata della metodologia di ACB, nel rispetto dei requisiti definiti al successivo Titolo 3.
- 4.5 Il documento recante la descrizione degli scenari, di cui alla lettera c) del precedente comma 4.1, contiene gli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi, definiti coerentemente con l'orizzonte temporale degli scenari considerato nel piano decennale di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP), tenendo conto dei piani di investimento per le reti degli altri Paesi, nonché dei piani di investimento per lo stoccaggio e per i terminali di rigassificazione del Gnl, con indicazione dei criteri utilizzati per l'elaborazione di tali scenari. Tale documento è predisposto in modo coordinato con il gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica.

TITOLO 3 – REQUISITI MINIMI INFORMATIVI DEGLI INTERVENTI E PER L'ACB

Articolo 5

Analisi di contesto degli interventi

- 5.1 Per ciascun intervento è rappresentata l'analisi del contesto di riferimento, sotto il profilo socio-economico, geografico, politico e istituzionale.
- 5.2 Le informazioni presentate per l'analisi del contesto di riferimento devono essere fondate su dati e statistiche ufficiali, con esplicita indicazione della fonte; ove possibile, in relazione alla disponibilità di dati, deve essere indicato l'andamento storico.
- 5.3 Il soddisfacimento dei requisiti informativi di cui al presente articolo è subordinato all'eventuale disponibilità dei dati, correlata alla natura e alla localizzazione dell'intervento, e rispetta i principi di proporzionalità in relazione alle finalità di valutazione dell'intervento e fruibilità delle informazioni.

Articolo 6

Identificazione dell'intervento e degli obiettivi

- 6.1 Per ciascun intervento sono individuate le relative opere principali e accessorie.
- 6.2 Per ciascun intervento, sono indicati i relativi obiettivi, generali e specifici, in coerenza con i successivi commi 6.3 e 6.4.
- 6.3 Gli obiettivi generali di un intervento, finalizzati a identificare i principali *driver* alla base del progetto di sviluppo, sono:
 - a) integrazione del mercato;
 - b) sicurezza dell'approvvigionamento;
 - c) concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento;
 - d) metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda;
 - e) sostenibilità ambientale;
 - f) qualità del servizio (in termini di affidabilità, sicurezza e continuità del servizio di trasporto).
- 6.4 Agli obiettivi generali di cui al precedente 6.3 sono associati i relativi obiettivi specifici, finalizzati a qualificare le finalità dell'intervento, anche per mezzo di indicazioni quantitative.

Articolo 7

Requisiti minimi informativi

- 7.1 Per ciascun intervento sono forniti almeno i seguenti elementi informativi:
 - a) denominazione, localizzazione, e relativa rappresentazione grafica (con specifica indicazione di Regioni, Province e Ambiti Territoriali Minimi afferenti al contesto di riferimento);
 - b) codice identificativo nell'ambito del Piano;
 - 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 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 complementarietà o, in generale, di interdipendenza rispetto ad altri interventi di sviluppo di reti di trasporto e/o di distribuzione.
- 7.2 Nel caso di interventi promossi da soggetti che intendono sviluppare nuove reti di trasporto ma non ancora operanti come gestori del sistema di trasporto, occorre siano fornite le seguenti ulteriori informazioni:
- a) la compagine societaria, con separata evidenza della struttura dell'azionariato;
 - b) l'indicazione di come si presume verrà esercitata in futuro l'infrastruttura (infrastruttura regolata o in regime di esenzione, anche parziale).
- 7.3 In merito alle tempistiche previste di realizzazione e allo stato di avanzamento, è operata una distinzione tra:
- a) "interventi in valutazione", nel caso di interventi che non prevedono attività realizzative nell'orizzonte di Piano;
 - b) "interventi pianificati", le cui attività realizzative si prevede che inizino entro l'orizzonte temporale del Piano.
- 7.4 Per gli interventi pianificati, con riferimento sia alle opere principali sia alle opere accessorie, sono indicate le date previste o consuntivate relative a:
- a) pianificazione e progettazione;
 - b) avvio iter autorizzativo o avvio attività di progettazione esecutiva;
 - c) avvio cantieri per la realizzazione;
 - d) entrata in esercizio di ciascuna opera.
- 7.5 Per gli interventi già inclusi nei Piani precedenti, con riferimento sia alle opere principali sia alle opere accessorie, 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 rispetto al programma;
 - c) in ritardo attribuibile a cause esogene;
 - d) posticipato volontariamente.
- 7.6 Nei casi di ritardo esogeno, o di posticipazione volontaria dell'intervento, devono inoltre essere indicate le relative ragioni.

- 7.7 Il programma delle attività per l'esecuzione delle opere principali del progetto è reso disponibile anche in forma di diagramma (tipo Gantt).

Articolo 8

Analisi della domanda di servizi erogati dall'infrastruttura e dell'offerta

- 8.1 L'analisi della domanda di servizi per uno specifico intervento infrastrutturale include:
- a) la domanda corrente di consumi finali di gas, disaggregata per settore (civile, industriale, terziario, trasporti e termoelettrico), e il suo andamento storico, con distinzione dei profili di stagionalità e dei periodi *peak* e *off-peak*;
 - 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 è basata su modelli di previsione riconosciuti che tengono 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 reddito.
- 8.2 L'analisi dell'offerta, ove rilevante in relazione agli obiettivi generali dell'intervento di cui al precedente Articolo 6, include:
- a) analisi di offerta e competitività corrente;
 - b) analisi di offerta e competitività futura.
- 8.3 Con riferimento all'analisi di offerta e competitività corrente nel contesto di riferimento, è necessario valutare:
- a) l'andamento storico dell'offerta gas, con separata indicazione del contributo ascrivibile alle produzioni nazionali e a gas diversi dal gas naturale (quali il biometano, altri *green gas* e gas sintetici), e distinzione delle fonti di importazione;
 - b) la dinamica storica del prezzo del gas e dei prezzi di fonti energetiche alternative, con indicazione della fonte dei dati e dell'orizzonte temporale preso a riferimento;
 - c) la competitività del mercato del gas esistente e il suo livello di concentrazione, ove applicabile anche attraverso il ricorso ad indicatori sintetici di concentrazione dei mercati quali gli indici di pivotalità, calcolati con riferimento alla effettiva capacità disponibile.
- 8.4 Con riferimento all'analisi di offerta e competitività futura nel contesto di riferimento, è necessario valutare:
- a) la possibile evoluzione futura dell'offerta gas, con separata indicazione della quota riferibile alle produzioni nazionali e a gas

- diversi dal gas naturale, 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, basata su ipotesi di previsione adeguatamente esplicitate e motivate, che tengono conto di fattori quali: aspetti socio-economici e politici, eventuali incentivi, normativa ambientale e vincoli alle emissioni di CO₂ e altri inquinanti di tipo locale (SO_x, NO_x, PM, ecc.);
 - c) la competitività del mercato in esito alla realizzazione dell'intervento infrastrutturale, ove possibile anche attraverso il ricorso a indicatori sintetici di concentrazione dei mercati quali gli indici di pivotalità.
- 8.5 Le ipotesi di domanda di servizi infrastrutturali e di offerta gas devono essere coerenti con gli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi di riferimento a livello nazionale e internazionale di cui al precedente comma 2.1, lettera i), nonché con il documento recante la descrizione degli scenari di cui al precedente comma 4.1 lettera c).
- 8.6 Le informazioni relative alle fonti di dati utilizzate, alle metodologie adottate per gli studi di previsione della domanda e dell'offerta e alle sottese ipotesi di base devono essere rese disponibili in maniera chiara e trasparente.
- 8.7 Il soddisfacimento dei requisiti informativi di cui al presente articolo è subordinato all'eventuale disponibilità dei dati, correlata alla natura e alla localizzazione dell'intervento, e rispetta i principi di proporzionalità in relazione alle finalità di valutazione dell'intervento e fruibilità delle informazioni.

Articolo 9

Ambito di applicazione dell'analisi economica dei costi e dei benefici

- 9.1 L'ACB è applicata a ciascun intervento incluso nel Piano che prevede un investimento pari almeno a 25 milioni di euro per la Rete Nazionale di Gasdotti e 5 milioni di euro per la Rete Regionale di Gasdotti, fatta salva l'analisi dei costi di cui all'articolo Articolo 12 che si applica a tutti gli interventi.
- 9.2 Sono esclusi dall'ambito di applicazione della ACB gli interventi che l'impresa di trasporto è tenuta a realizzare ai sensi di legge, quali gli allacciamenti, ivi inclusi quelli relativi alla realizzazione di un nuovo punto di interconnessione tra reti, e gli interventi finalizzati a garantire l'esercizio in sicurezza della rete di trasporto del gas.
- 9.3 Ai fini dell'analisi economica, il costo degli allacciamenti deve essere considerato qualora gli allacciamenti dovessero costituire una componente necessaria per garantire il funzionamento dell'intervento oggetto di analisi e l'erogazione del servizio per il quale l'intervento viene realizzato.

Articolo 10

Requisiti per l'analisi economica

- 10.1 L'analisi economica viene effettuata individuando benefici e costi derivanti dalla realizzazione dell'intervento infrastrutturale; i benefici sono determinati in relazione ad uno scenario che non prevede la realizzazione dell'intervento oggetto di analisi, tenendo conto di eventuali investimenti programmati che sarebbero comunque stati realizzati in forza di obblighi normativi o prescrizioni autorizzative, nonché dei potenziali effetti di sostituzione tra il gas e le altre fonti energetiche (cd. scenario controfattuale o *baseline*).
- 10.2 L'analisi economica è sviluppata sulla base delle seguenti ipotesi:
- tasso di sconto pari al 4% in termini reali;
 - orizzonte temporale di analisi pari a 25 anni;
 - valore residuo delle infrastrutture oltre l'orizzonte temporale di analisi nullo.
- 10.3 I risultati degli interventi infrastrutturali sono presentati attraverso i seguenti indicatori sintetici di *performance* economica:
- il Valore Attuale Netto Economico (VAN_E);
 - il rapporto Benefici/Costi (B/C);
 - il *Payback Period Economico* (PBP_E).
- 10.4 Nei casi di interventi di nuova metanizzazione che presuppongono lo sviluppo di reti di distribuzione, i gestori promotori di un'iniziativa di sviluppo della rete di trasporto assicurano il coordinamento degli sviluppi di rete con quelli delle reti di distribuzione. A tal fine, i gestori:
- considerano, ai fini dell'analisi economica, tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali, inclusi quelli della distribuzione;
 - forniscono indicazioni circa la compatibilità degli sviluppi previsti delle reti di distribuzione con i requisiti di cui al decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226.
- 10.5 Ai fini della valutazione di un intervento incluso nel Piano, sono da considerarsi unicamente benefici riferiti all'ambito nazionale su cui ricadono i costi relativi all'intervento in esame; eventuali benefici ricadenti in altri Paesi devono essere rappresentati a scopo informativo, ma sono esclusi dall'analisi economica.

Articolo 11

Requisiti per l'analisi dei benefici

- 11.1 Ai fini dell'analisi economica di cui al precedente Articolo 10, si considerano i benefici di natura diretta, endogeni al settore energetico; gli eventuali impatti indiretti, esogeni al settore del gas, sono esclusi dall'analisi economica in senso

stretto, benché il gestore abbia facoltà di darne una rappresentazione meramente qualitativa a corredo delle informazioni afferenti all'intervento.

11.2 I benefici sono stimati secondo un approccio prudenziale, atto ad evitare eventuali rischi di *double counting*, monetizzando, ove fattibile e rilevante, ciascun beneficio diretto associato all'intervento analizzato.

11.3 Le categorie di beneficio da considerare per l'ACB 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);*
- *B3 - Incremento sicurezza e affidabilità delle forniture;*
- *B4 - Costi evitati;*
- *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.*

11.4 Il beneficio *B1 - Variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura del gas* è calcolato come variazione del *social welfare* derivante dal differenziale del prezzo della materia prima gas che si origina tra lo scenario con l'intervento oggetto di analisi e lo scenario controfattuale.

11.5 Il beneficio *B2 - Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili* è calcolato come variazione del *social welfare* derivante dall'esplicarsi di due distinti effetti:

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

11.6 Il beneficio *B2 - Variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili* è scomposto in due componenti:

- il beneficio *B2m - Sostituzione di combustibili per metanizzazione di nuove aree;*
- il beneficio *B2t - Sostituzione di combustibili nel settore termoelettrico, calcolato mediante l'utilizzo di simulazioni del funzionamento del mercato elettrico.*

11.7 Il beneficio *B3 - Incremento sicurezza e affidabilità del sistema* è calcolato come prodotto tra:

- il volume di gas potenzialmente esposto ad interruzione, tenendo conto della probabilità di interruzione e della relativa durata;
- il costo dell'interruzione del gas (cd. *cost of gas disruption*), eventualmente distinto per categoria di utenza (civile, industriale, terziario e termoelettrico).

11.8 Il beneficio *B3 - Incremento sicurezza e affidabilità del sistema* è scomposto in due componenti:

- il beneficio *B3n - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni normali*;
- il beneficio *B3d - Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni di stress disruption*.

11.9 Il beneficio *B4 - Costi evitati* è scomposto in due componenti:

- il beneficio *B4o - Costi di investimento che sarebbero stati sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative, e che possono essere evitati grazie alla realizzazione dell'intervento oggetto di analisi*;
- il beneficio *B4p - Costi relativi a penali da sostenere in caso di mancata realizzazione dell'infrastruttura, poste in capo al gestore del sistema di trasporto e a beneficio di gestori o Stati non appartenenti all'Unione Europea*.

11.10 Il Beneficio *B5 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni di CO₂*, è calcolato come:

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

- 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 CO_2 = valore associato alle emissioni di CO_2 .

11.11 Il riferimento per la determinazione del valore della CO_2 è il *Carbon Shadow Price* (sociale) stimato dalla Commissione Europea o, in alternativa, la stima del costo dei permessi di emissione considerata negli scenari rilevanti ai fini della predisposizione del TYNDP.

11.12 La valorizzazione del beneficio *B5*, unitamente a tutte le informazioni quantitative che ne esplicitano il calcolo, è rappresentata fornendo separata

evidenza del contributo, in termini di riduzione delle emissioni, di ciascuno dei benefici *B2*.

- 11.13 Il beneficio *B6 - Riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni non CO₂*, riconducibile alla riduzione delle emissioni di altri gas climalteranti ad effetto globale (cd. gas a effetto serra) e inquinanti di tipo locale (SO_x, NO_x, PM, ecc.), è calcolato in base al medesimo criterio di cui al comma 11.10, con l'adozione di opportuni fattori emissivi e valorizzazioni specifiche per tipologia di inquinante.
- 11.14 Il beneficio *B7 - Maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico* è calcolato per mezzo dei medesimi strumenti di simulazione del beneficio *B2t*.
- 11.15 Informazioni quantitative di base, ipotesi sottese e modalità di determinazione dei benefici devono essere esplicitate in maniera chiara e trasparente.

Articolo 12

Requisiti per l'analisi dei costi

- 12.1 Ai fini dell'analisi dei costi, per ciascun intervento è presentato il dettaglio analitico delle spese stimate, con separata indicazione delle spese in conto capitale e delle spese di carattere operativo per l'orizzonte temporale di cui al precedente comma 10.2 lettera b).
- 12.2 Per la stima delle spese in conto capitale (cd. *capex*) di un intervento, è necessario:
- indicare la stima per ciascuna opera che compone l'intervento oggetto di analisi; tale stima è elaborata a partire dai costi unitari di riferimento afferenti a ciascuna tipologia *standard* di elementi costitutivi le infrastrutture di trasporto, differenziati per tener conto del diametro della condotta e delle specificità del territorio, tenendo conto delle relative consistenze impiantistiche;
 - tenere opportunamente conto di eventuali correzioni della spesa di capitale stimata per effetto di fattori contingenti (cd. *contingency*).
- 12.3 Le spese operative (cd. *opex*) sono distinte in spese operative fisse e spese operative variabili direttamente riconducibili all'esercizio e alla manutenzione della nuova infrastruttura. Tra le spese operative variabili, sono valorizzate anche le perdite di gas correlate alle componenti impiantistiche aggiuntive, sulla base dei coefficienti di emissione rilevanti ai fini del riconoscimento tariffario.
- 12.4 Allo scopo di fornire una indicazione del grado di maturità della stima di costo fornita, i promotori rendono esplicito:
- se la stima del costo presentata è elaborata sulla base di costi unitari in fase di pianificazione;

- b) se è aggiornata per effetto delle prescrizioni contenute nelle autorizzazioni;
 - c) se tiene conto del progetto esecutivo di realizzazione delle opere e degli esiti delle procedure di affidamento delle commesse.
- 12.5 La stima della spesa di capitale è corredata dall'indicazione dell'eventuale spesa già sostenuta. Il gestore della rete di trasporto fornisce inoltre evidenza di eventuali contributi in conto capitale percepiti per la realizzazione dell'intervento e di eventuali costi compensativi esogeni al servizio.
- 12.6 Gli indicatori di *performance* economica di cui al precedente Articolo 10 vengono presentati in due stadi di analisi:
- a) un primo stadio, escludendo i contributi in conto capitale e i costi compensativi esogeni al servizio, al fine di inferire l'utilità economica dell'intervento in assenza di eventuali trasferimenti da e verso la collettività;
 - b) un secondo stadio, considerando le spese in conto capitale stimate ai sensi del comma 12.2 al netto di eventuali contributi in conto capitale percepiti per la realizzazione dell'infrastruttura e aggiungendo alle suddette spese in conto capitale eventuali costi compensativi esogeni al servizio.

Articolo 13

Requisiti per il trattamento dei rischi e delle incertezze

- 13.1 L'analisi di sensitività e di rischio si esplica in due fasi operative:
- a) analisi di sensitività sugli elementi costitutivi l'analisi economica, con riferimento a variabili e parametri "critici";
 - b) analisi di scenario, per indagare il possibile impatto sui risultati di *performance* economica di diverse combinazioni di variabili e parametri "critici" (cd. *contrasting scenarios*).
- 13.2 Con riferimento all'analisi di sensitività, di cui al precedente comma 13.1, lettera a), costituiscono variabili "critiche" quei fattori per i quali una variazione percentuale dell'1% del valore adottato nell'ipotesi di riferimento genera una variazione maggiore dell'1% sul valore del VAN_E.
- 13.3 I fattori di rischio tipicamente analizzati per l'individuazione delle variabili critiche sono:
- a) con riferimento agli elementi costitutivi l'analisi economica, i *capex*, i prezzi dei combustibili e i prezzi delle esternalità negative CO₂;
 - b) con riferimento all'analisi di scenario, la domanda prevista (per tipologia di combustibile, ed eventualmente per tipologia di consumatore).
- 13.4 L'analisi di sensitività è corredata dal calcolo dei valori delle variabili "critiche" per i quali il VAN_E assumerebbe valore zero e il rapporto B/C risulterebbe

inferiore a 1 (cd. *switching value*); gli *switching value* sono presentati sia in termini assoluti sia percentuali.

- 13.5 L'analisi di scenario di cui al precedente comma 13.1, lettera b), è effettuata identificando scenari tra loro contrastanti (ad esempio, uno scenario pessimistico e uno ottimistico), in modo da costituire un intervallo di riferimento dell'utilità futura dell'intervento nei diversi scenari considerati.

Articolo 14

Indicatori quantitativi

- 14.1 Ferma restando la centralità dell'analisi economica di cui agli articoli precedenti, per gli interventi che presentano i requisiti e nei casi in cui il gestore lo ritenga utile, l'analisi economica di cui al precedente Articolo 10 può essere corredata dalla rappresentazione di effetti non monetari attraverso il ricorso ad indicatori quantitativi sintetici, riferiti prevalentemente ad aspetti di sicurezza, competitività e maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento.
- 14.2 Gli indicatori quantitativi cui fare riferimento sono i seguenti, elaborati in coerenza con quelli previsti nell'ambito del TYNDP:
- *I1* - Indicatore N-1;
 - *I2* - Indice di diversificazione delle fonti di approvvigionamento (*Import Route Diversification Index, IRDI*);
 - *I3* - Indice di capacità bidirezionale (*Bidirectional Project Index, BPI*).
- 14.3 Con riferimento all'indicatore N-1, si richiede di elaborare l'indicatore tenendo conto sia della capacità tecnica sia della capacità commercialmente disponibile.
- 14.4 Il ricorso ad ulteriori indicatori quantitativi rispetto a quelli di cui al precedente comma 14.2, volti ad intercettare effetti dell'intervento endogeni al settore del gas, è possibile in via straordinaria e residuale.

TITOLO 4 – APPLICAZIONE DELL'ANALISI MULTICRITERI

Articolo 15

Principi generali e ambito di applicazione dell'analisi multicriteri

- 15.1 La metodologia di analisi multicriteri (di seguito: AMC) è attivata nei casi di interventi di sviluppo della rete di trasporto alternativi, finalizzati a conseguire i medesimi obiettivi ma con modalità differenti tra loro, e trova applicazione ai sensi di quanto previsto al successivo Articolo 16.
- 15.2 Ai fini dell'applicazione dell'AMC, in sede di attivazione sono definiti:

- a) i criteri di valutazione e relativi pesi dei differenti impatti di un intervento, definiti in funzione degli obiettivi dell'intervento oggetto di analisi, anche in considerazione delle indicazioni strategiche di politica energetica;
- b) gli eventuali soggetti istituzionali coinvolti nella valutazione, ai sensi del quadro normativo e regolatorio di riferimento.

Articolo 16

Modalità di attivazione dell'analisi multicriteri

- 16.1 L'attivazione della procedura di applicazione della metodologia di AMC per interventi di sviluppo della rete di trasporto avviene nel corso del procedimento di valutazione dei Piani, su iniziativa del Direttore dell'Autorità responsabile di tale procedimento.
- 16.2 L'attivazione della AMC è strutturata nelle seguenti fasi:
- a) definizione puntuale dei criteri di valutazione degli interventi e dei pesi dei differenti impatti di un intervento, attraverso determinazione del Direttore dell'Autorità responsabile del procedimento di valutazione dei Piani;
 - b) eventuale costituzione di una apposita commissione, composta da soggetti istituzionali ed esperti del settore, con il compito di valutare i progetti in relazione alle diverse tecnologie, e ai molteplici effetti positivi e negativi, quantitativi e non, che questi possono ingenerare.
- 16.3 La procedura di applicazione della AMC può prevedere fasi di consultazione antecedenti alla valutazione, finalizzate ad acquisire i pareri e gli orientamenti degli *stakeholder* e di tutti i soggetti interessati con riferimento agli interventi oggetto di analisi e ai criteri e pesi adottati per la loro valutazione.

Appendice – Elementi costitutivi della scheda intervento

Tabella 1: Informazioni per la definizione del contesto di riferimento degli interventi e analisi della domanda di servizi infrastrutturali e dell’offerta

Informazioni sul contesto di riferimento (rif. Articolo 5)	
<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
Analisi della domanda di servizi infrastrutturali e dell’offerta (rif. Articolo 8)	
<i>Analisi della domanda (rif. comma 8.1)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Fabbisogno energetico per fonte/vettore (consumi di elettricità, gas naturale, altre fonti fossili, ecc.) • Numero di utenti gas serviti • Domanda di consumi finali di gas, disaggregata per settore e il suo andamento storico • Andamento stagionale e giornaliero della domanda di gas e di altri combustibili, con distinzione di periodi <i>peak / off-peak</i> • Domanda di energia elettrica prodotta per tipologia di combustibile • Livello di utilizzo della rete che insiste sul contesto di riferimento nel triennio precedente alla presentazione dell’intervento, in termini di: volumi annui trasportati, capacità di trasporto giornaliera massima utilizzata e capacità di trasporto giornaliera massima impegnata (capacità commerciale) • Previsione della domanda futura di gas, disaggregata per settore e con distinzione dei profili di stagionalità e dei periodi <i>peak / off-peak</i>
<i>Attuali dell’offerta (rif. commi da 8.2 a 8.4)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Andamento storico dell’offerta gas, con distinzioni delle diverse fonti di approvvigionamento e importazione • Dinamica storica del prezzo del gas e dei prezzi di fonti energetiche alternative • Competitività del mercato e suo livello di concentrazione, ove applicabile • Previsione della dinamica futura di offerta e competitività nel contesto di riferimento

Tabella 2: Rappresentazione degli elementi informativi dell'intervento

Identificazione dell'intervento e degli obiettivi (rif. Articolo 6)
<ul style="list-style-type: none"> • Individuazione delle opere principali e delle opere accessorie dell'intervento • Individuazione degli obiettivi generali dell'intervento (rif. comma 6.3) • Individuazione degli obiettivi specifici, quantificabili ove possibile
Requisiti minimi informativi (rif. Articolo 7)
Elementi informativi relativi all'intervento (rif. comma 7.1)
<ul style="list-style-type: none"> • Denominazione dell'intervento • Localizzazione dell'intervento e relativa rappresentazione grafica • Codice identificativo dell'intervento nel Piano e, ove applicabili, codici identificativi dell'intervento nella lista dei progetti di interesse comune, nel TYNDP di ENTSOG e nei piani regionali di ENTSOG • Obiettivo generale dell'intervento (rif. Articolo 6) • Denominazione delle opere che costituiscono l'intervento e relativo codice • Categoria principale a cui afferisce l'intervento • Anno di primo inserimento dell'intervento nel Piano • Impatto in termini di aumento di capacità di interconnessione o di trasporto in ciascuna direzione di flusso (ove applicabile) • Il punto (o i punti) di entrata, uscita o di riconsegna su cui insiste l'aumento di capacità (ove applicabile) • Correlazione tra nuove fonti di approvvigionamento e sviluppi infrastrutturali necessari alla rete di trasporto, con evidenza di eventuali fonti di approvvigionamento alternative • Elementi dimensionali caratteristici di ciascuna opera • Indicazione dei limiti operativi dell'intervento • Eventuali rapporti di complementarietà o, in generale, di interdipendenza con altri interventi
Tempistiche previste e stato di avanzamento dei lavori (rif. commi da 7.3 a 7.5)
<ul style="list-style-type: none"> • Indicazione dello stato "in valutazione" o "pianificato" dell'intervento • Per gli interventi "pianificati", con riferimento alle opere principali ed accessorie, indicazione delle date previste o consuntivate relative a: <ul style="list-style-type: none"> - pianificazione e progettazione; - avvio <i>iter</i> autorizzativo o avvio di attività di progettazione esecutiva; - avvio cantieri per la realizzazione; - entrata in esercizio di ciascuna opera. • Informazioni sull'avanzamento delle attività per ciascuna opera (rif. comma 7.5)

- Eventuali posizioni contrarie allo sviluppo infrastrutturale espresse dalle comunità locali

Tabella 3: Rappresentazione degli esiti dell'analisi costi-benefici

<p>Analisi dei benefici (rif. Articolo 11)</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 delle forniture</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</i> <ul style="list-style-type: none"> ▪ B4o – <i>costi di investimento sostenuti nello scenario controfattuale per obblighi normativi o prescrizioni autorizzative</i> ▪ B4p – <i>costi relativi a penali da sostenere in caso di mandata realizzazione dell'infrastruttura a beneficio di Paesi extra-UE</i> • B5 – <i>riduzione delle esternalità negative per emissioni di CO₂</i> • B6 – <i>riduzione delle esternalità negative per emissioni non CO₂</i> • B7 – <i>maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile nel settore elettrico</i>
<p>Analisi dei costi (rif. Articolo 12) (*)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Spese in conto capitale (<i>capex</i>) relative a ciascuna opera principale ed accessoria, tenendo conto di eventuali <i>contingency</i> • Spese operative (<i>opex</i>) per esercizio e manutenzione delle infrastrutture • Costi di natura sociale e/o ambientale • Grado di maturità della stima • Impegno economico già sostenuto • Indicazione di eventuali contributi in conto capitale percepiti e di eventuali costi compensativi esogeni
<p>Indicatori di performance economica (rif. Articolo 10 e comma 12.6 e 13.1, lettera b))</p> <ul style="list-style-type: none"> • VAN_E • B/C • PBP_E

Indicatori quantitativi (Articolo 14)
--

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none">• Indicatore N -1 (con capacità tecnica e con capacità commercialmente disponibile)• Indice di diversificazione delle fonti di approvvigionamento (IRDI)• Indice di capacità bidirezionale (BPI)• Eventuali ulteriori indicatori quantitativi (rif. comma 14.4) |
|--|

^(*) Analisi dei costi da presentare anche per interventi che non rientrano nell'ambito di applicazione di cui all'articolo Articolo 9.