

**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*

OSSERVAZIONE DELLA REGIONE SARDEGNA

LUGLIO 2018

## PARTE I

### ASPETTI INTRODUTTIVI

#### 1 Oggetto della consultazione e aspetti procedurali

[...]

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).

#### **S1. Osservazioni in merito all'oggetto della consultazione.**

Si concorda in linea generale con quanto affermato al punto 1.9 anche se sarebbe opportuno precisare quali siano i termini dell'applicazione, anche parziale, dei requisiti dell'ACB ai Piani decennali 2018.

#### 4. Obiettivi di carattere ambientale

[...]

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.

#### **S2. Osservazioni in merito agli obiettivi dell'intervento dell'Autorità.**

In relazione al punto 4.10 pare opportuno rafforzare il concetto per il quale le infrastrutture gas sono significativamente connesse agli obiettivi di decarbonizzazione in termini di sostituzione delle fonti petrolio e, soprattutto, carbone.

#### 5. Ambito di applicazione dell'ACB

[...]

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 reti di trasporto promossi da soggetti non (ancora) operanti come gestori della rete di trasporto gas.

#### **S3. 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.**

Si chiede di spiegare meglio il punto 5.4 ed in particolare cosa si intenda per componente necessaria al funzionamento nel senso di un'infrastruttura oggetto di ACB; si chiede, anche ricorrendo ad esempi, di chiarire meglio quale sia il perimetro oltre il quale un elemento diventa componente necessaria al funzionamento dell'infrastruttura.

Si chiede di spiegare meglio anche con esempi quanto espresso al punto 5.5 riguardo a progetti di sviluppo della rete da parte di operatori non (ancora) gestori di rete di trasporto gas.

## PARTE II

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

#### **7. Principi generali.**

[...]

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 autorizzative.

#### **S4. Osservazioni in merito ai principi generali a cui l'Autorità intende ispirarsi.**

Si chiede di chiarire meglio quanto espresso al punto 7.5 ed in particolare la definizione dello scenario controfattuale.

#### **8. Scenari di Piano per l'ACB.**

[...]

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.

#### **S5. Eventuali osservazioni in merito a scenari, sensitività e modalità di trattamento delle incertezze.**

Si ritiene opportuno che i gestori Terna e Snam nella redazione del proprio programma di lavoro per il coordinamento dello sviluppo di scenari per i piani coinvolgano adeguatamente le Regioni interessate già dal momento di elaborazione e non a valle di esso.

#### **9. Analisi di contesto**

#### **S6. Osservazioni in merito alle informazioni relative al contesto di riferimento.**

Si suggerisce di aggiungere l'informazione "incidenza dei diversi vettori energetici" almeno nel settore domestico come risulta da censimento ISTAT e/o ISTAT-ENEA di cui Piano Statistico Nazionale.

#### **S7. Osservazioni in merito alla definizione degli obiettivi progettuali e alla loro possibile quantificazione.**

Nessuna osservazione.

#### **11. Requisiti minimi informativi dell'intervento oggetto di analisi**

[...]

11.1 La valutazione economica di un intervento infrastrutturale nell'ambito dell'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 investimenti. 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 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.

**S8. Osservazioni in merito ai dati e alle informazioni relative alle caratteristiche principali.**

Relativamente a quanto espresso al punto 11.1, circa la necessità di comprendere anche le opere a valle delle reti di trasporto nazionali e regionali, si chiede di specificare meglio per inquadrare situazioni come la Sardegna. In Sardegna, infatti, si è sviluppata una situazione particolare per la quale le opere di distribuzione, sostenuta da sovvenzioni pubbliche, sono state realizzate, o comunque sono in fase in realizzazione, prima delle reti di trasporto. In tali casi si ritiene che i costi di tali opere non debbano essere totalmente conteggiati all'interno dei costi dell'opera di trasporto in quanto già sostenuti con fonti pubbliche di finanziamento derivanti dalla fiscalità generale e non dalle tariffe.

**Si chiede pertanto di prevedere che, in casi come quello descritto, sia scorporata dai costi almeno la parte coperta da contributi pubblici in quanto rappresenta “un trasferimento di beneficio alla collettività”.**

Diverso il caso nel quale si realizzano nuove reti di trasporto in aree dove non sono ancora realizzate o solo progettate reti di distribuzione.

**S9. Osservazioni in merito alle informazioni relative alle tempistiche previste e allo stato di avanzamento.**

Nessuna osservazione.

**S10. Osservazioni in merito alle informazioni sui soggetti promotori di un intervento.**

Nessuna osservazione.

**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 reddito.*

**S11. Osservazioni in merito alle analisi della domanda.**

Si concorda con le osservazioni riguardo la domanda di cui ai punti 11.3 e 11.4.

**Analisi dell'offerta**

[...]

*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 CO<sub>2</sub> e altri inquinanti di tipo locale (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, 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.

#### **S12. Osservazioni in merito alle analisi dell'offerta.**

Si concorda con le indicazioni di cui al punto 11.21 con particolare riguardo per le lettere a) e b). Si chiede di inserire la lettera d) riguardante la necessità di tenere in debito conto delle politiche e degli obiettivi di efficienza energetica.

### **12. Requisiti per l'analisi economica**

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 ENTSG. 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.

#### **S13. 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.**

Si ribadisce quanto già espresso con le osservazioni trasmesse in data 27/04/2018 in merito al fatto che non si ritiene adeguato un tasso di sconto pari al 4% atteso che il tasso di riferimento BCE negli ultimi 10 anni è stato decisamente inferiore. In alternativa all'adozione di un tasso più basso si chiede di valutare la formulazione di una regola che consenta di adottare tassi differenti in funzione del trend storico del tasso di riferimento BCE.

Si ribadisce la richiesta di valutare una vita utile pari ad almeno 30 anni anche alla luce di quanto indicato da ARERA nel documento 347/2018/r/gas riguardo la durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti metanodotti (50 anni).

**Si esprime comunque netta contrarietà riguardo l'ipotesi di ridurre la vita utile delle opere a 20 anni in quanto, trattandosi di opere strategiche, appare un termine incongruo.**

12.10 In generale, per correggere le distorsioni fiscali è opportuno che i prezzi vengano considerati al netto dell'IVA e di qualsiasi tassa indiretta o diretta, nonché al netto di qualsiasi eventuale sussidio o trasferimento garantito da un'autorità pubblica.

#### **S14. Osservazioni in merito alla correzione delle distorsioni fiscali e al ricorso a fattori correttivi.**

Si chiede di spiegare meglio quanto riportato al punto 12.10, anche ricorrendo ad esempi se necessario, relativamente a eventuali sussidi o trasferimento garantito da un'autorità pubblica.

### **13. Analisi dei benefici**

#### ***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 evidenzii, 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.*

#### **S15. Osservazioni in merito alla valutazione degli impatti indiretti di un intervento infrastrutturale della rete di trasporto gas.**

Si chiede di specificare meglio quanto descritto ai punti 13.3-13.5 relativamente ai benefici indiretti al fine di scongiurare da un lato il *double counting* ma dall'altro anche la sottostima di benefici. Si chiede in particolare di prevedere l'opportuna evidenziazione dei benefici legati alla diffusione delle tecnologie dell'efficienza energetica e della riduzione degli impatti ambientali (es. pompe di calore a gas). Pertanto si chiede di modificare il punto 13.5 prevedendo non una semplice descrizione qualitativa ma di ricondurre tali benefici a indicatori monetari o almeno quantitativi.

#### ***Ambito di riferimento dei benefici***

*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).*

*[...]*

*13.14 Entrambe le componenti di beneficio verrebbero determinate esclusivamente sulla base del variazione dei prezzi all'ingrosso dei combustibili, in quanto gli impatti in termini di variazione di emissioni di CO<sub>2</sub> 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.*

*[...]*

*13.19 Per la determinazione del valore della CO<sub>2</sub>, l'Autorità, in una fase di prima applicazione, in considerazione dell'attuale scarsa capacità del prezzo della CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, ulteriore rispetto al beneficio relativo alla riduzione delle esternalità negative considerato da ENTSG, è riconducibile alla riduzione delle emissioni di altri gas climateranti (non CO<sub>2</sub>) ad effetto globale (cd. gas a effetto serra) e inquinanti di tipo locale (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, 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 ENTSG per la CO<sub>2</sub>, prevedendo l'adozione di opportuni fattori emissivi e valorizzazioni specifiche per tipologia di inquinante.

[...]

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.

#### **S16. Osservazioni in merito ai benefici economici proposti e alla loro quantificazione.**

Si concorda con la valorizzazione del sector coupling di cui al punto 13.9 ma si ritiene opportuno in tale ambito un coinvolgimento delle Regioni in fase di pianificazione degli interventi.

Al punto 13.14 si chiede di indicare nello specifico quali degli scenari al 2025, 2030 ed al 2040 del Report indicato devono essere presi a riferimento.

Si ritiene inoltre opportuno esplicitare che le simulazioni del mercato elettrico per valutare i benefici B2t di sostituzione di altri combustibile col gas dovranno essere condotte sotto la condizione di applicazione dello scenario "phase out carbone" proposto nella SEN.

Si concorda con quanto proposto al punti 13.19 e 13.20 riguardo il prezzo della CO<sub>2</sub>.

Al punto 13.21 si chiede di dettagliare meglio la proposta di valorizzazione dei benefici legati alla riduzione delle esternalità negative legate ad altre sostanze oltre la CO<sub>2</sub> quali i PM, SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub>, esplicitando le formule di calcolo dei benefici che si intendono adottare.

Quanto richiesto al punto 13.24 appare incongruo rispetto ai fini dell'ACB che si dovrebbe concentrare sulle opere di trasporto e pertanto si chiede di cancellare il punto 13.24.

#### **S17. Si ritiene che ci siano ulteriori benefici da prendere in considerazione?**

Pur comprendendo la necessità di evitare il fenomeno del *double counting* potenzialmente generato dalla valutazione dei cosiddetti benefici indiretti si chiede di prevedere come già osservato la valutazione dei seguenti benefici ulteriori:

- Benefici derivante dalla creazione di filiera di bio-metano da introdurre in rete;
- benefici derivanti dalla possibilità di realizzare sistemi a Pompa di Calore a gas, laddove non sia tecnicamente possibile o conveniente adottare PdC elettriche (anche in relazione alle condizioni climatiche), o comunque impianti ibridi (es: Gas/PdC e Gas-Solare);
- benefici derivanti dalla creazione/rivitalizzazione di una filiera relativa all'installazione/manutenzione degli impianti termici a gas o ibridi o cogenerativi anche in un ottica di generazione distribuita;
- Benefici derivanti dalla possibilità di creazione di nuove imprese nel settore manifatturiero e dei servizi;
- Benefici derivanti dal potenziale di efficienza energetica per le imprese esistenti.

## **14. Analisi dei costi**

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;*

*c) non tener conto di eventuali contributi in conto capitale percepiti per la realizzazione dell'intervento in esame.*

#### **S18. Osservazioni in merito ai costi e alla loro quantificazione.**

Si concorda con l'impostazione di cui alla lettera c) del punto 14.2 secondo la quale i costi di investimento **devono essere presi al netto di contributi pubblici in conto capitale percepiti in ragione del fatto che trattasi per la collettività di costi già sostenuti attraverso la fiscalità generale.**

### **16 Analisi di sensitività e di rischio.**

#### **S20. Osservazioni in merito alle modalità di effettuazione delle analisi di sensitività e di rischio.**

Si ritiene che l'analisi di sensitività e quella di rischio siano validi strumenti da inserire nell'ACB.

### **17 Indicatori quantitativi**

#### **S21. Osservazioni in merito agli indicatori quantitativi, alle relative modalità di calcolo, e all'opportunità di prevedere una loro monetizzazione.**

Nessuna Osservazione.

### **18 Presentazione dei risultati**

#### **S22. Osservazioni in merito alle modalità di presentazione dei risultati e sul contenuto delle "schede progetto".**

Nessuna Osservazione.

### **19 Applicazione della valutazione multicriteri**

#### **S23. Osservazioni in merito alla metodologia di Analisi Multi-Criteri e al suo ambito di applicazione.**

Si ritiene l'AMC uno strumento importante e valido di accompagnamento all'ACB in quanto consente di evidenziare benefici non immediatamente monetizzabili ma comunque esprimibili quantitativamente o almeno qualitativamente.

La regione Sardegna in merito alla monetizzazione ha condotta una prima AMC allegata alla delibera di Giunta Regionale di approvazione delle Linee di Indirizzo al Piano Energetico Ambientale Regionale.