



Documento metodologico

per

“Analisi costi-benefici per interventi di estensione e sviluppo delle reti di distribuzione del gas naturale”

Luglio 2020

Indice

Introduzione	1
1 Il quadro normativo e regolatorio di riferimento	2
1.1 <i>Il D.M. n. 226</i>	2
1.2 <i>Gli interventi dell'ARERA</i>	3
2 Elementi metodologici generali dell'analisi costi-benefici degli interventi sulle reti di distribuzione del gas in Italia	5
2.1 <i>Analisi finanziaria, analisi economica e analisi costo-efficacia</i>	5
2.2 <i>Tipologie di progetto</i>	8
2.3 <i>La scelta tra progetti alternativi</i>	9
2.4 <i>Scenari</i>	11
2.5 <i>Il tasso di sconto</i>	13
2.6 <i>L'orizzonte temporale di riferimento per l'analisi costi-benefici</i>	14
2.7 <i>L'analisi costi-benefici delle condizioni minime di sviluppo del comma 9.3 del D.M. n. 226</i>	14
3 Costi e benefici degli interventi sulla rete di distribuzione gas	15
3.1 <i>I benefici degli interventi sulle reti di distribuzione di gas</i>	16
3.2 <i>La stima del valore dei benefici degli interventi sulla rete di distribuzione</i>	17
3.2.1 <i>Riduzione del costo del soddisfacimento del fabbisogno di calore</i>	17
3.2.2 <i>Riduzione delle emissioni inquinanti</i>	22
3.2.3 <i>Riduzione dei costi di incidenti associati al trasporto dei combustibili</i>	24
3.2.4 <i>Riduzione del costo atteso del rischio di guasti dell'impianto di distribuzione del gas naturale ...</i>	24
3.2.5 <i>I benefici collegati alla maggiore stabilità della pressione ai punti di riconsegna</i>	27
3.3 <i>Individuazione e stima dei costi dell'intervento</i>	28
4 I risultati dell'analisi costi benefici	29

Introduzione

Questo documento contiene la proposta di ANCI, quale contributo di ausilio alle Stazioni Appaltanti ed ai Comuni, sulle modalità applicative dell'analisi costi-benefici degli interventi e delle condizioni minime di sviluppo delle reti di distribuzione di gas, ai fini degli adempimenti previsti dal Decreto Ministeriale n. 226 del 12 novembre 2011.

L'obiettivo del lavoro è mettere a disposizione delle stazioni appaltanti e dei partecipanti alle gare per le concessioni un quadro di riferimento metodologico rigoroso e il più semplice possibile per la predisposizione delle Analisi Costi Benefici (ACB).

Il documento è finalizzato ad illustrare la metodologia e identificare le principali fonti dati (ampliando e declinando dal punto di vista operativo i principi indicati nel Documento di Consultazione DCO n. 410/2019/R/gas – Appendice 2 del 18/10/2019, dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti Ambiente), al fine di offrire un possibile supporto alle amministrazioni locali, rispetto all'adempimento di cui trattasi.

Nello specifico, la nota è strutturata in 4 sezioni:

La sezione 1 richiama gli elementi della normativa e della regolamentazione che impattano sull'oggetto e sul contenuto delle analisi costi benefici degli interventi di sviluppo delle reti di distribuzione di gas in Italia.

La sezione 2 prende in rassegna gli elementi fondamentali dell'analisi costi-benefici e ne illustra le implicazioni per l'analisi degli interventi sulle reti di distribuzione di gas in Italia.

La sezione 3 descrive la metodologia per la valorizzazione dei principali benefici e costi associati agli interventi sulle reti di distribuzione di gas naturale.

La sezione 4 illustra le possibili modalità di presentazione dei risultati dell'analisi costi-benefici.

1 Il quadro normativo e regolatorio di riferimento

Di seguito illustriamo le previsioni D.M. 12 novembre 2011 n. 226, nel seguito per brevità D.M. n. 226, relative all'analisi costi-benefici e l'Appendice 2 e gli interventi dell'ARERA sullo stesso tema.

1.1 Il D.M. n. 226

Il comma 9.3 del D.M. n. 226

Il comma 9.3 del D.M. n. 226 disciplina il contenuto delle *Linee guida programmatiche d'ambito*, il documento che deve essere predisposto dalla stazione appaltante, che indica interventi e condizioni minime di sviluppo per le reti di distribuzione dell'ambito territoriale. Le condizioni minime di sviluppo sono condizioni che, se verificate, rendono obbligatorio per il concessionario effettuare interventi di sviluppo, potenziamento o ammodernamento.

Il comma 9.3 del D.M. n. 226 stabilisce, tra l'altro che gli interventi e le condizioni minime indicate nelle Linee guida debbano essere:

- giustificati da un'analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere;
- tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore.

Il comma 9.4 del D.M. n. 226

Il comma 9.4 del D.M. n. 226 disciplina il contenuto del *Documento guida per gli interventi di estensione, mantenimento in efficienza e potenziamento* in ciascun Comune dell'ambito territoriale, che deve essere predisposto dalla stazione appaltante in collaborazione con i Comuni dell'ambito e allegato al bando di gara.

Il comma 9.4 del D.M. n. 226 stabilisce che il Documento guida debba contenere:

- per quanto concerne gli interventi di sviluppo: l'indicazione degli interventi di massima di estensione della rete ritenuti compatibili con lo sviluppo territoriale del Comune e con il periodo di affidamento;
- con riguardo ai potenziamenti: le zone con eventuali problematiche di fornitura che necessitano di interventi di potenziamento della rete;
- per gli interventi di mantenimento in efficienza: la relazione sullo stato dell'impianto, con indicazione delle zone con maggiore carenza strutturale supportata dai dati sulla ricerca fughe.

Il fatto che il Documento guida, per quanto riguarda potenziamenti e manutenzioni, non contenga l'indicazione puntuale degli interventi, fa ritenere che lo stesso valga per le Linee guida programmatiche. Da questo discende che l'oggetto dell'analisi costi-benefici a supporto delle Linee guida sia costituito esclusivamente gli interventi di sviluppo e dalle condizioni minime di sviluppo.

¹ Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222. Pubblicato nella Gazzetta Ufficiale 27 gennaio 2012, n. 22, S.O.

I commi 15.1 e 15.3 del D.M. n. 226

L'articolo 15 del D.M. n. 226 disciplina il *Piano di sviluppo dell'impianto* che il partecipante alla gara per l'affidamento deve presentare.

Il comma 15.1 prevede che il Piano di sviluppo «ottimizza quanto previsto nel documento guida e può prevedere anche interventi integrativi e scostamenti».

I commi 15.3.b.iii e 15.3.c.ii stabiliscono che l'analisi costi-benefici è condizione necessaria affinché gli interventi proposti, rispettivamente di sviluppo/potenziamento e mantenimento in efficienza aumentino il punteggio nella valutazione del piano di sviluppo.

1.2 Gli interventi dell'ARERA

L'ARERA è intervenuta sulle gare per l'affidamento dell'attività di distribuzione di gas naturale, su materie collegate all'analisi costi-benefici attraverso:

- La Delibera 113/2013/R/Gas, su Attuazione di disposizioni in materia di bandi di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale
- I Chiarimenti sulla riconoscibilità tariffaria degli investimenti indicati nei piani di sviluppo dell'impianto, di cui all'articolo 15 del decreto 226/11, e sui criteri per i riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente, di cui all'articolo 5, comma 16, del medesimo decreto
- Le Osservazioni ai disciplinari di gara già presentati dalle stazioni appaltanti ai sensi del comma 9.2 del D.M. n.226
- L'Appendice 2 al Documento di consultazione 410/2019/R/gas, contenente linee guida per l'analisi costi benefici prevista dal D.M. n. 226 (di seguito: il DCO 410/2019)

Poiché il DCO 410/2019 contiene la posizione più aggiornata e comprensiva di ARERA sul tema, dedichiamo il resto della sezione alla sua presentazione.

Il DCO 410/2019 contiene indicazioni su:

- a) Il ruolo dell'analisi costi benefici nell'ambito del processo di riconoscimento tariffario dei costi degli interventi
- b) Le modalità di realizzazione dell'analisi costi-benefici

Di seguito richiamiamo sinteticamente le previsioni del DCO 410/2019 sul primo tema; nelle altre sezioni del lavoro discuteremo in che modo la metodologia per la realizzazione dell'analisi costi-benefici che proponiamo è aderente alle linee guida del DCO 410/2019.

La figura seguente illustra il ruolo dell'analisi costi benefici nell'ambito del processo di riconoscimento tariffario dei costi degli interventi, come prefigurato dal DCO 410/2019².

Il DCO 410/2019 prevede che:

- Le *condizioni minime di sviluppo* debbano essere giustificate dalla stazione appaltante sulla base di un'analisi costi-benefici; tale giustificazione non è necessaria se la stazione appaltante adotta un criterio (aggiuntivo) di selezione degli investimenti basato sulla densità minima di metri/utente, con livello di soglia maggiore o uguale a 10 (25 per le zone disagiate)

² Punti da 8.1 a 8.3 del DCO 410/2019.

- Eventuali interventi che non superino il vaglio delle *Condizioni minime di sviluppo* sono inseriti nelle Linee programmatiche d'ambito a condizioni che l'analisi costi-benefici a livello di intervento dia esito positivo
- Tutti gli interventi inseriti nelle Linee programmatiche d'ambito, o compatibili con le *condizioni minime di sviluppo* fissate dalla stazione appaltante sono riconosciuti in tariffa

Figura 1. Ruolo dell'analisi costi benefici nell'ambito del processo di riconoscimento tariffario dei costi degli interventi, come prefigurato dal DCO 410/2019



Notiamo incidentalmente che il DCO 410/2019 non fornisce indicazioni circa l'ammissione a riconoscimento tariffario degli interventi presentati nel Piano di sviluppo degli impianti presentato dal partecipante alla gara, qualora questi si discostino da quelli previsti nelle Linee programmatiche d'ambito.

L'interpretazione possibile del D.M. n. 226/2011, in combinazione con il DCO 410/2019, ai fini dell'ACB è che gli scostamenti giustificati da ottimizzazione rispetto alle previsioni delle *Linee programmatiche*, come riflesse nel *Documento guida*, siano assimilati, ai fini del riconoscimento tariffario, a quelli previsti delle Linee programmatiche, sotto la condizione che l'analisi costi-benefici a loro supporto, presentata dal partecipante alla gara, abbia esito positivo e ne evidenzi la natura migliorativa rispetto a quanto previsto nel *Documento guida*.

Quanto alla verifica della condizione di densità minima degli utenti, che se soddisfatta surroga l'analisi costi-benefici, notiamo che l'indicatore individuato da ARERA (utenti/metro) prescinde dalla dimensione dei consumatori che lo sviluppo consente di allacciare. Per evitare la distorsione che ciò causerebbe nel caso di grandi consumatori, proponiamo che - ai soli fini della verifica della condizione sulla densità - il numero di utenti sia determinato convenzionalmente, pari al rapporto tra il consumo totale previsto dei nuovi utenti e il consumo unitario medio degli utenti domestici per uso riscaldamento e cucina già allacciati nell'ambito territoriale.

2 Elementi metodologici generali dell'analisi costi-benefici degli interventi sulle reti di distribuzione del gas in Italia

In questo capitolo richiamiamo gli elementi principali dell'analisi costi-benefici e forniamo raccomandazioni circa la loro attuazione per la valutazione degli interventi sulle reti di distribuzione del gas in Italia.

2.1 Analisi finanziaria, analisi economica e analisi costo-efficacia

Gli elementi principali dell'analisi costi-benefici sono l'*analisi finanziaria* e l'*analisi economica*. Nel DCO 410/2019 l'ARERA richiede che la stazione appaltante effettui anche una *analisi costo-efficacia*. Nel resto di questa sezione presentiamo la logica sottostante a ciascuna delle tre analisi.

L'analisi finanziaria

L'*analisi finanziaria* è finalizzata a valutare la sostenibilità economica e finanziaria del progetto per il soggetto proponente. La prospettiva assunta nell'*analisi finanziaria* è quindi quella di un investitore di mercato che deve decidere se destinare il capitale di cui dispone al progetto in esame o ad opzioni di investimento alternative. A questo scopo vengono stimati i flussi monetari netti che l'investimento genera e su questa base sono calcolati i consueti indicatori di redditività economica e sostenibilità finanziaria.

Il D.M. n. 226, al comma 9.3, stabilisce che gli interventi e le condizioni minime indicate nelle Linee guida debbano essere tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore. Il modello di regolamentazione tariffaria correntemente applicato al settore del gas in Italia garantisce che gli investimenti ammessi a copertura attraverso le tariffe ricevano una remunerazione che ARERA fissa ad un livello adeguato ad attrarre capitale nel settore. Il tema della sostenibilità economica e finanziaria per l'investitore, nel regime attuale, è quindi crucialmente associato al riconoscimento tariffario dei costi degli investimenti inseriti nel Piano di sviluppo dell'impianto. Questa caratteristica del sistema regolatorio esonera la stazione appaltante da ulteriori indagini circa la sostenibilità economica e finanziaria per il gestore, in quanto il meccanismo regolatorio ne assicura sostenibilità economica e finanziaria.

Il D.M. n. 226, all'Art. 15 comma 8, prevede inoltre che l'offerta presentata dai partecipanti alla gara sia corredata da un piano industriale previsionale che permetta di verificare la sostenibilità economica degli investimenti proposti e delle condizioni offerte.

L'analisi economica

L'*analisi economica* è finalizzata a stabilire se sia socialmente desiderabile realizzare il progetto proposto. In particolare, l'Analisi economica verifica se il progetto proposto produce un aumento del *benessere sociale*, al netto del corrispondente costo, rispetto ad uno *scenario controfattuale* (cosiddetto *baseline*), in cui il progetto non viene realizzato. Il benessere sociale è una misura monetaria del beneficio, al netto del suo costo, che il progetto produce per la società. L'*analisi economica* assume quindi la prospettiva della collettività³.

3

Nel DCO 410/2019 ARERA osserva che l'art. 9.3 del D.M. n. 226/2019 fa riferimento ad un confronto tra "*benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere*", implicando che l'analisi costi benefici debba assumere la prospettiva dei consumatori (e non della collettività). Tuttavia, la metodologia proposta da ARERA riflette il fatto che i consumatori sostengono l'intero costo del progetto, nonché le sue eventuali esternalità. Pertanto, il perimetro indicato nel DCO 410/2019 per l'Analisi economica - il "secondo stadio", nella terminologia del DCO - di fatto coincide con quello dell'analisi costi-benefici standard.

L'*analisi economica* si sostanzia in un piano economico che si differenzia dai consueti piani economico-finanziari degli investimenti per i seguenti due aspetti. In primo luogo, il valore dei beni o servizi che l'intervento rende disponibili è misurato pari ai benefici che i consumatori derivano dal loro consumo. Intuitivamente, il valore di un bene è riconducibile al prezzo che rende il consumatore indifferente tra il consumare quel bene e non consumarlo, ovvero soddisfare nel migliore modo alternativo il bisogno soddisfatto attraverso quel bene. Analogamente, il costo dei fattori produttivi impiegati nel progetto è determinato pari al loro "costo opportunità", cioè il valore tali risorse genererebbero nel migliore impiego alternativo al progetto. L'*analisi economica*, pertanto, prescinde da tutti i flussi monetari effettivi che si determinano nell'ambito o come conseguenza del progetto, tra cui: i prezzi a cui i beni o servizi resi disponibili grazie al progetto sono venduti ai consumatori e i prezzi degli input per il progetto, la variazione degli introiti fiscali causata dal progetto, eventuali multe o penalità sull'impresa collegate al progetto, etc. Tali grandezze monetarie sono rilevanti, ai fini dell'*analisi economica*, solo nella misura in cui tipicamente sono il punto di partenza per la stima del valore economico dei costi e dei benefici del progetto. Discuteremo le metodologie per misurare tali costi e benefici nella successiva sezione 3. In generale, ai fini dell'*analisi economica*, è opportuno che i prezzi vengano considerati al netto dell'IVA e di qualsiasi tassa diretta o indiretta, nonché al netto di qualsiasi eventuale sussidio o trasferimento garantito da un'autorità pubblica.

Questo richiede che le risorse impiegate nella fornitura del calore, tanto nello scenario dell'intervento quanto in quello controfattuale, siano valorizzati al loro *valore economico*. Il valore economico può discostarsi dai prezzi effettivamente osservati per i seguenti motivi:

- fiscalità
- sussidi
- deviazioni della struttura delle tariffe regolate dai corrispondenti costi (ad esempio per finalità equitative)
- imperfezioni nel funzionamento di alcuni mercati risultanti in prezzi non rappresentativi delle effettive condizioni di domanda e offerta

Tipicamente il valore economico è ottenuto depurando i prezzi osservati degli effetti delle distorsioni; ai valori risultanti si fa comunemente riferimento come prezzi-ombra. Nella tabella seguente riepiloghiamo i principali prezzi oggetto di correzione e le corrispondenti fonti di informazione.

Tabella 1. Prezzi oggetto di correzione ai fini dell'*analisi economica*

Prezzo oggetto di correzione	Elemento distorsivo	Fonte dati
Energia elettrica	Oneri, accise e incentivi (fotovoltaico)	<ul style="list-style-type: none"> • ARERA, <i>Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato</i> (https://www.arera.it/it/dati/condec.htm) • Gestore Servizi Energetici (https://www.gse.it/)
Gas naturale	Oneri e accise	<ul style="list-style-type: none"> • ARERA, <i>Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato</i> (https://www.arera.it/it/dati/condec.htm)
GPL	Accise	<ul style="list-style-type: none"> • Ministero dello Sviluppo Economico, <i>Prezzi medi annuali dei carburanti e combustibili</i> (https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi_carburanti_annuali.php)

Gasolio (per riscaldamento e per autotrazione)	Accise	<ul style="list-style-type: none"> Ministero dello Sviluppo Economico, <i>Prezzi medi annuali dei carburanti e combustibili</i> (https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi_carburanti_annuali.php)
Costo del lavoro	Imposte sul reddito	<ul style="list-style-type: none"> European Commission, <i>Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects - Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020</i>, December 2014 ISTAT, <i>condizioni di vita, reddito e carico fiscale delle famiglie</i>, anni vari
Apparecchiature per la conversione di fonti primarie in calore	Detrazioni	<ul style="list-style-type: none"> D.L. n. 34/2019, Ecobonus Agenzia delle Entrate, <i>Le agevolazioni fiscali per il risparmio energetico</i>, ultimo aggiornamento disponibile

In secondo luogo, tra i benefici e i costi che concorrono a determinare il benessere sociale netto sono inclusi anche quelli che non sono valorizzati nel mercato, comunemente indicati come *esternalità*. Tra questi ad esempio sono tipicamente considerati l'inquinamento o la sua riduzione, il disagio causato alla popolazione dai lavori pubblici, le conseguenze di incidenti, ecc...

Quanto all'estensione degli effetti dell'intervento nell'economia e nella società, la nostra raccomandazione è che, in generale, siano inclusi nella valutazione dell'intervento solo i suoi effetti diretti, escludendo ad esempio gli effetti sull'occupazione, sulla promozione industriale o sulla ricerca. Questo perché: a) il perseguimento di tali finalità, nel nostro Paese, è affidato a istituzioni dotate di apposite prerogative e specifici strumenti; b) non è ovvio che le risorse necessarie per l'intervento in esame produrrebbero effetti indiretti meno desiderabili se destinate ad impieghi alternativi, secondo le preferenze dei consumatori. Analogamente raccomandiamo di non riflettere nella valutazione dell'intervento le sue implicazioni redistributive della ricchezza.

A questo riguardo, richiamiamo che ARERA, nel DCO 410/2019 richiede che, qualora in un ambito si trovino attività produttive fortemente impattate dallo sviluppo della rete gas (ad esempio zone in cui l'utilizzo del legname locale è rilevante, o zone in cui l'insediamento di nuove attività produttive è subordinato alla realizzazione della rete di distribuzione del gas), tale impatto sia in qualche modo valutato, o comunque evidenziato.

L'analisi costo-efficacia

Affinché l'*analisi economica* fornisca una indicazione utile circa il merito dell'intervento, è necessario che eventuali distorsioni nelle scelte degli agenti economici dovute alla struttura e al livello delle grandezze monetarie siano trascurabili oppure possano essere rimosse.

Si consideri ad esempio il caso in cui:

- *l'analisi economica* indica che una estensione della rete di distribuzione produce un beneficio economico netto positivo, ma:
 - la presenza di un cuneo tra corrispettivi di allacciamento (la variabile monetaria) e corrispondenti costi (come quantificati nell'*analisi economica*) fa sì che alcuni consumatori raggiunti grazie all'estensione della rete non trovino conveniente allacciarsi.

Qualora sia impossibile eliminare il cuneo tra la grandezza monetaria (il corrispettivo di allacciamento) e la corrispondente grandezza economica (il costo incrementale di allacciare il consumatore), tale

distorsione impatta sul benessere effettivamente generato dall'intervento, impedendo che parte dei benefici che esso potrebbe produrre si materializzino.

L'*analisi costo-efficacia* verifica se il livello e la struttura delle grandezze monetarie possano ostacolare la realizzazione dei benefici attesi di un intervento. In particolare, nel caso della valutazione di interventi di estensione della rete di distribuzione, attraverso l'analisi costo-efficacia si verifica se i consumatori interessati dallo sviluppo della rete trovano conveniente sostituire con il gas la modalità di approvvigionamento del calore già utilizzata o, nel caso di nuovi edifici, se i consumatori scelgono di allacciarsi alla rete del gas naturale

A questo fine deve essere confrontato il costo totale sostenuto dal consumatore per l'approvvigionamento di calore nello *scenario dell'intervento* e nella situazione attuale, basato su prezzi, tariffe e componenti fiscali effettivi⁴.

La seguente tabella illustra sinteticamente le specificità dell'*analisi finanziaria*, dell'*analisi economica* e dell'*analisi costo-efficacia*.

Tabella 2. *Analisi finanziaria, economica e costo efficacia*

	Finalità	Prospettiva	Valorizzazione di costi e benefici
Analisi finanziaria	Stabilire se l'investimento è economicamente e finanziariamente sostenibile per il proponente	Investitore	Costi: esborsi effettivi a prezzi di mercato Benefici: ricavi e sussidi
Analisi economica	Stabilire se sia (socialmente) preferibile realizzare il progetto o l'alternativa "baseline"	Collettività	Costi e benefici sociali: • "valori", se diversi dai prezzi • esternalità
Analisi costo efficacia	Stabilire se il consumatore trova conveniente acquistare il servizio reso disponibile dall'intervento.	Consumatore	Esborsi effettivi a prezzi di mercato

Verifica se i benefici (netti) individuati dall'analisi economica si materializzeranno

2.2 Tipologie di progetto

L'oggetto dell'analisi costi-benefici è un *progetto* o, nella terminologia del D. M. n. 226, un *intervento*. Un intervento è l'insieme minimo di attività e lavorazioni che, congiuntamente, producono un insieme significativo di benefici.

Il D.M. n. 226 distingue tre tipi di intervento: *sviluppo*, *potenziamento* e *mantenimento in efficienza*. Un criterio ragionevole per applicare questa classificazione è associare un intervento ad un tipo sulla base del beneficio prevalente che l'intervento produce. In particolare:

⁴ Notiamo incidentalmente che, a questo scopo, si potrà stimare l'impatto del costo dell'intervento sulle tariffe applicate nell'ambito tariffario che include l'ambito territoriale a cui la concessione messa in gara si riferisce.

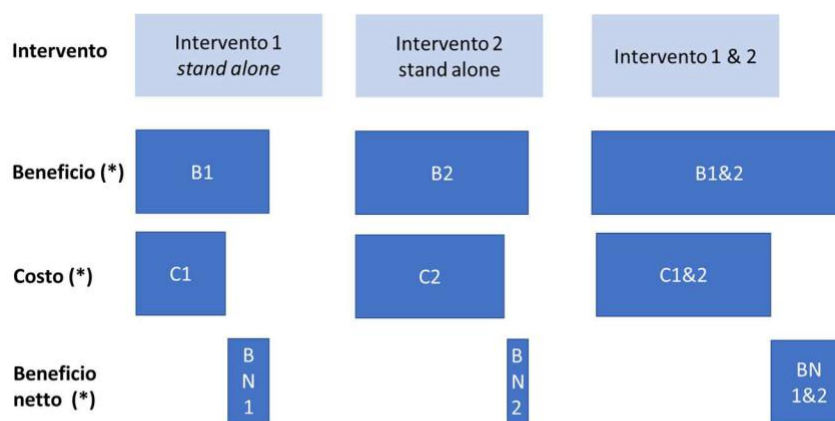
- *sviluppo*: interventi il cui beneficio principale consiste nell'aumentare il numero dei clienti connessi alla rete e del distributore;
- *potenziamento*: interventi il cui beneficio principale consiste nell'aumentare l'affidabilità del servizio di distribuzione, in termini ad esempio di riduzione del rischio di interruzione del servizio;
- *mantenimento in efficienza*: interventi in cui il beneficio principale consiste nella riduzione del rischio di incidenti a causa di avarie nei componenti della rete.

In pratica, è possibile che uno stesso intervento generi diversi tipi di beneficio, che dovranno essere tutti valorizzati nell'analisi costi-benefici. Per questo motivo la classificazione degli interventi in sviluppo, potenziamento e mantenimento in efficienza ha un valore meramente convenzionale⁵. Nel resto del lavoro la manteniamo per semplicità di esposizione.

2.3 La scelta tra progetti alternativi

In alcuni casi devono essere considerate molteplici opzioni alternative allo scenario baseline, senza che esista un ovvio ordine di merito tra di esse. Si considerino ad esempio l'Intervento 1 e l'intervento 2 illustrati nella figura seguente.

Figura 2. Esempio: opzioni alternative allo scenario baseline



(*) Variazione rispetto allo Scenario base

L'intervento 1 produce un beneficio netto superiore all'Intervento 2; tuttavia l'intervento 2 produce un beneficio assoluto superiore. La preferibilità sociale di uno dei due interventi non è ovvia.

La teoria economica non fornisce indicazioni circa la scelta del criterio rilevante per l'ordinamento delle opzioni. La nostra raccomandazione è che per ciascuna di esse siano individuati costi e benefici, e calcolati gli indicatori seguenti:

- Beneficio
- Beneficio netto, pari alla differenza tra Beneficio e Costo
- Rapporto tra Beneficio e Costo
- Valore attuale netto economico (il valore attualizzato dei benefici netti dell'orizzonte temporale considerato)

⁵ Al di là delle possibili diverse implicazioni che la normativa e la regolamentazione associano ai diversi tipi di intervento.

- Tasso interno di rendimento economico (il tasso di attualizzazione che rende il valore attuale netto economico paria a zero)⁶.

La stessa logica può essere applicata nella valutazione di insiemi di interventi che presentano sinergie. Nella figura precedente, ad esempio, è illustrato il caso in cui la realizzazione degli Interventi 1 e 2 produce un beneficio netto superiore alla somma di quelli che si otterrebbero realizzando l'Intervento 1 o l'Intervento due isolatamente. La nostra raccomandazione è che il gruppo di interventi tra cui esistono sinergie significative sia trattato come una opzione ai fini del suo confronto con le alternative, includendo tra queste anche i singoli interventi appartenenti al gruppo.

Un punto aperto, nell'interpretazione del D.M. n. 226/2011, è se l'analisi costi benefici degli interventi di espansione debba riguardare ciascun intervento singolarmente (*stand-alone*) ovvero l'insieme di interventi dell'ambito territoriale oggetto della gara per la concessione del servizio di distribuzione⁷.

L'ampiezza dell'aggregazione riflette il *trade-off* tra – da un lato – finalità di equità sul territorio, in termini di disponibilità del servizio gas, e – dall'altro lato – grado di sussidiazione tra consumatori dell'ambito tariffario. Possibili compromessi tra i due obiettivi sono, ad esempio:

- considerare congiuntamente i costi e i benefici di tutti gli interventi proposti nello stesso ambito territoriale;
- considerare congiuntamente i costi e i benefici di tutti gli interventi proposti nello stesso ambito Comunale.

La possibilità di valutare il merito di più interventi congiuntamente dovrebbe essere riflessa anche nella condizione, basata sulla densità di utenti, che esonera la stazione appaltante dall'effettuare l'analisi costi-benefici o le condizioni minime di sviluppo. Questa condizione potrebbe essere strutturata, ad esempio, come segue:

- è ammesso senza analisi costi-benefici l'insieme di interventi che, una volta effettuato, rende la densità media nell'ambito territoriale non superiore ad una soglia prefissata (ad esempio 10 metri/utente)
- è ammesso senza bisogno di una analisi costi-benefici l'insieme di interventi che, una volta effettuato, rende la densità media nel Comune non superiore al livello di partenza
- è ammesso senza analisi costi-benefici l'insieme di interventi caratterizzato globalmente da un rapporto "nuovi metri di linea/nuovi utenti allacciabili" inferiore ad una soglia prefissata.

Si ritiene che una possibile soluzione, che contempera in modo equilibrato l'obiettivo di evitare sviluppi di rete con basso valore e quello dell'equità tra consumatori localizzati nello stesso territorio, possa essere la seguente:

- ammettere senza bisogno di una analisi costi-benefici l'insieme di interventi che, una volta effettuato, rende la densità media nel Comune non superiore al livello di partenza
- per tutti gli interventi in uno stesso Comune (o ambito territoriale) che non soddisfano la predetta condizione, subordinarne l'inserimento nelle Linee guida ad una analisi costi benefici unificata.

⁶ Si veda il paragrafo 4 per maggiori dettagli sugli indicatori utilizzati per la valutazione del progetto nell'ambito dell'analisi costi-benefici.

⁷ Considerare congiuntamente, ai fini dell'analisi costi-benefici, l'insieme degli interventi nell'area di concessione sottende l'idea che la compensazione dei benefici goduti dai (nuovi) consumatori nell'area di concessione sia ammissibile, ai fini della valutazione del merito degli interventi.

2.4 Scenari

L'analisi costi-benefici determina costi e benefici differenziali dell'intervento proposto rispetto ad uno *scenario controfattuale* in cui l'intervento non viene effettuato.

Lo scenario controfattuale, come anche quello dell'intervento, deve essere coerente con l'evoluzione attesi nel settore, dal lato della domanda, dell'offerta e delle norme. Ad esempio, tanto lo *scenario controfattuale* quanto lo *scenario dell'intervento* devono prevedere le misure di minimo costo – potenzialmente diverse nei due scenari – che mettono il distributore in condizione di:

- soddisfare in ogni momento la domanda espressa da tutti i consumatori allacciati alla propria rete⁸
- rispettare le norme sulla sicurezza
- contribuire al raggiungimento degli obiettivi di politica economica nel settore, per quanto di propria competenza. Se, ad esempio, si prevede che consentire l'allacciamento di una capacità di produzione di biogas coerente con gli obiettivi nazionali richieda il potenziamento di una parte dell'impianto, allora il costo di tale potenziamento deve essere riflesso nello scenario controfattuale⁹.

Generalmente, quindi, lo *scenario controfattuale* non può essere caratterizzato semplicemente in termini di perpetuazione della situazione esistente.

Nel resto di questa sezione illustriamo i principali elementi che concorrono a caratterizzano gli scenari rilevanti ai fini dell'analisi costi-benefici e gli aspetti in cui lo *Scenario dell'intervento* e lo *Scenario controfattuale* si differenziano.

Domanda di calore e di gas come input nei processi industriali

La stima della domanda di gas negli scenari rilevanti per l'analisi costi-benefici deve essere basata su:

- l'evoluzione attesa della domanda di calore delle diverse tipologie di consumatori localizzati nell'ambito
- l'evoluzione della domanda di gas utilizzato come input non termico nei processi industriali.

Nella sezione 3 presentiamo le fonti dati e la metodologia che proponiamo per la stima dell'evoluzione della domanda di calore nell'ambito.

Lo *scenario controfattuale* e lo *scenario dell'intervento* sono basati sulle stesse previsioni di domanda di gas, se l'intervento proposto non è associato ad un aumento dei consumatori allacciati alla rete di distribuzione, cioè quando l'intervento in esame è di *mantenimento in efficienza*.

⁸ Questo significa, ad esempio, che se si prevede che l'aumento della domanda delle utenze esistenti renda necessario l'aggiornamento di parte dell'impianto, il corrispondente costo deve essere riflesso anche nello scenario controfattuale.

⁹ In questo caso, ovviamente, non sarà accreditato all'intervento proposto alcun beneficio in termini di aumento della capacità della rete di ospitare capacità di produzione di biogas, in quanto tale risultato è assunto raggiunto anche nello scenario controfattuale.

Invece, nel caso di interventi di *sviluppo*, la domanda nello *scenario dell'intervento* sarà maggiore di quella dello *scenario controfattuale*, riflettendo i nuovi allacciamenti previsti in seguito all'espansione.

Opzioni per il soddisfacimento della domanda di calore

I consumatori possono ricorrere a diverse fonti per il soddisfacimento del proprio fabbisogno di calore, alternative al gas naturale distribuito attraverso la rete. Tra queste vi sono:

- Elettricità
- Gasolio
- GPL
- LNG
- Biomasse
- Tele-calore
- Geotermia

Le modalità alternative di approvvigionamento di calore rilevano, nel caso di interventi di *sviluppo*, in due prospettive. Da un lato, la caratterizzazione di costi e benefici delle diverse modalità di approvvigionamento di calore è necessaria per valutare la desiderabilità sociale dell'intervento attraverso *l'analisi economica*.

Dall'altro lato, l'aumento della domanda di gas derivante dall'allacciamento di nuovi clienti in seguito ad espansioni della rete dipende dalla propensione dei potenziali nuovi consumatori a sostituire le fonti alternative già utilizzate con il gas, per il soddisfacimento della propria domanda di calore. L'effettiva adozione del gas come fonte di approvvigionamento di calore dipende quindi dal costo relativo delle opzioni disponibili percepito dal consumatore. Valutare tale costo richiede una analisi basata sulle grandezze monetarie effettivamente rilevanti per la scelta del consumatore, invece che sui valori economici rilevanti per stabilire la desiderabilità sociale della sostituzione della fonte di approvvigionamento. Le fonti illustrate in Tabella 1 tabella 1 possono essere utilizzate (prima della correzione dei prezzi) per valutare la convenienza relativa delle diverse opzioni dal punto di vista del consumatore finale (analisi costo-efficacia), al fine di supportare l'assunzione circa il tasso atteso di sostituzione delle fonti alternative con il gas per il soddisfacimento della domanda di calore nell'ambito territoriale in esame.

Costi e rischi

Lo *scenario controfattuale* e lo *scenario dell'intervento* si differenziano per costi e rischi sostenuti per il soddisfacimento della domanda; tali differenze sono associate a:

- le modalità per il soddisfacimento del fabbisogno di calore che sono diverse negli interventi di *sviluppo* come conseguenza della scelta dei consumatori di sostituire con gas la fonte precedentemente utilizzata
- le caratteristiche della rete di distribuzione del gas, su cui producono effetti gli interventi di *potenziamento e mantenimento in efficienza*.

Costi e rischi si determinano in capo:

- al fornitore, ad esempio in termini di costi dell'impianto e/o dell'infrastruttura logistica per la consegna della fonte primaria o, nel caso del teleriscaldamento, del calore, o in termini di rischi di guasto degli impianti,

- al consumatore, ad esempio in termini di costo di acquisto delle fonti primarie e delle apparecchiature per la loro conversione in calore, nonché in termini di costo di interruzione del servizio.

La sezione 3 presenta in dettaglio le tipologie di costi e di rischi che proponiamo di considerare nell'*analisi economica*, illustra la metodologia e indica le fonti di dati per la loro valorizzazione.

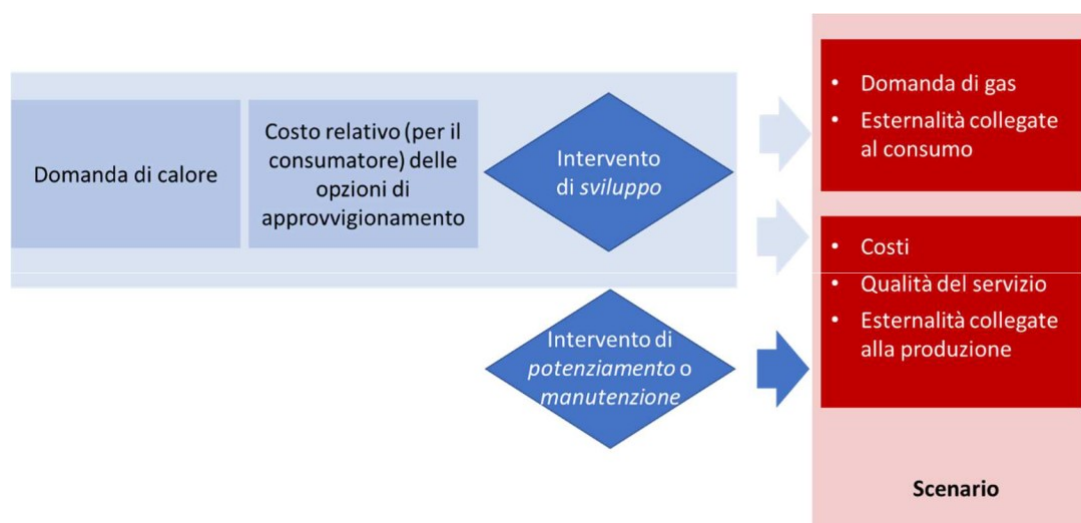
Esternalità causate da ciascuna modalità di soddisfacimento della domanda

Gli scenari dell'analisi costi-benefici degli interventi sulle reti gas sono caratterizzati, e si differenziano per, le esternalità prodotte sull'ambiente e sulla popolazione. Tali esternalità sono collegate:

- al mix di fonti primarie che caratterizza lo scenario, in questo includendo le emissioni inquinanti e clima-alteranti causate dalla conversione della fonte primaria in calore nonché dal trasporto della fonte primaria
- da guasti nell'infrastruttura di trasporto della fonte primaria, qualora associata ad emissioni di inquinanti e clima-alteranti
- dalle attività per la realizzazione degli interventi, nella misura in cui esse generino disagi alla popolazione nella forma di limitazioni del traffico o occupazione di aree pubbliche

La seguente figura illustra graficamente la logica proposta la caratterizzazione degli scenari utilizzati per l'Analisi costi benefici degli interventi sulle reti di distribuzione del gas.

Figura 3. Caratterizzazione degli scenari ai fini dell'Analisi costi-benefici



2.5 Il tasso di sconto

I benefici e i costi di un progetto di investimento si realizzano nel tempo. Per questo motivo l'attualizzazione del flusso di benefici e di costi è necessaria per confrontare interventi i cui effetti si producono secondo profili temporali diversi.

Il riferimento teorico per la determinazione del tasso sociale di sconto, utilizzato nell'Analisi economica, è l'equazione di Ramsey che, risolvendo il problema di allocazione ottimale del consumo nel tempo, ottiene che il tasso di interesse ottimale dipende da:

- Il tasso di preferenze intertemporali (l'impazienza) dei consumatori
- L'utilità marginale del consumo e il tasso di crescita del reddito.

Il tasso di preferenze intertemporale è generalmente assunto molto piccolo, anche riflettendo un vincolo politico di equità tra generazioni. La seconda componente riflette l'idea che, nell'ipotesi che la ricchezza della società si accresca nel tempo, il beneficio di una possibilità di un consumo aggiuntivo nel futuro, a parità di altre condizioni, è maggiore di quello attuale; quindi, poiché consumare oggi ha più valore che consumare domani, il tasso di sconto di equilibrio ottimale è relativamente basso, per rendere meno conveniente posticipare il consumo.

In tutti i paesi le istituzioni pubblicano valori di riferimento per il tasso sociale di sconto reale, tipicamente nell'intervallo 2-5%. Nel DCO 410/2019, ARERA raccomanda l'utilizzo di un tasso pari a 4%, in linea con le linee guida internazionali.

2.6 L'orizzonte temporale di riferimento per l'analisi costi-benefici

Nel documento DCO 410/2019, ARERA suggerisce di considerare un orizzonte temporale per l'analisi costi-benefici pari a 25 anni, in quanto considerato rappresentativo della vita utile media delle apparecchiature della rete di distribuzione di gas¹⁰. ARERA raccomanda inoltre di non assumere alcun valore residuo rappresentativo degli effetti dell'intervento nel periodo successivo.

Nel caso di interventi la cui realizzazione ha luogo in più anni, è ragionevole assumere come orizzonte temporale di riferimento il periodo che si conclude 25 anni dopo il completamento dell'investimento.

2.7 L'analisi costi-benefici delle condizioni minime di sviluppo del comma 9.3 del D.M. n. 226

Il comma 9.3 del D.M. n. 226 stabilisce che siano giustificati attraverso l'analisi costi-benefici non solo singoli interventi ma anche *condizioni minime di sviluppo*, cioè condizioni che, se verificate, rendono obbligatorio per il concessionario effettuare interventi di sviluppo, potenziamento o mantenimento in efficienza.

Esempi di condizioni minime di sviluppo, evocati nel D.M. n. 226 sono:

- *“la densità minima di nuovi punti di riconsegna per chilometro di rete, in nuove aree, che rendono obbligatorio lo sviluppo dell'impianto di distribuzione (estensione di rete e eventualmente potenziamento della rete esistente);*
- *il volume di gas distribuito per chilometro di rete, che, in seguito a incrementi sulle reti esistenti, rende obbligatorio il potenziamento dell'impianto di distribuzione;*
- *gli interventi per la sicurezza e per l'ammodernamento degli impianti come previsti dalla regolazione, quale la sostituzione o risanamento delle tubazioni in ghisa con giunti in piombo*

¹⁰ Nello stesso documento ARERA suggerisce di utilizzare, ai fini dell'analisi costi-benefici, una vita utile di 12,5 anni per le apparecchiature dell'utente finale utilizzate per convertire le fonti primarie di energia in calore (caldaie, boiler, piani cottura, etc.).

e canapa, la messa in protezione catodica efficace delle condotte in acciaio, la introduzione dei misuratori elettronici;

- *la vita residua media ponderata dell'impianto, al di sotto della quale, qualora si superi anche un valore limite del tasso di dispersione per km di rete, è obbligatoria la sostituzione di alcuni tratti di rete e/o impianti."*

La metodologia di analisi costi-benefici è stata pensata per essere applicata a progetti ben individuati e stabilirne il merito. In questo senso essa è alternativa alla condizione minima di sviluppo del D.M. n. 226, e non un suo presupposto.

La nostra proposta per l'applicazione della previsione del D.M. n. 226 è la seguente:

- Effettuare l'analisi costi-benefici di una o più istanze del tipo di intervento per cui si vuole individuare una condizione minima di sviluppo. Le istanze considerate devono essere sufficientemente rappresentative della varietà di condizioni che si presentano nell'ambito territoriale. Ad esempio, si effettuano analisi costi-benefici di interventi di magliatura¹¹ in diverse aree e a diverse condizioni (numero di PDR che beneficiano del "criterio di sicurezza N-1"¹² in seguito all'intervento, metri di rete posata per magliare la rete, contesto di posa, classe di pressione, materiale e diametro della condotta, ...).
- Sulla base dell'analisi costi-benefici delle diverse istanze, identificare il *driver* principale del beneficio netto del tipo di intervento considerato. Ad esempio, ipotizziamo che l'analisi costi-benefici dell'intervento di magliatura indichi che la determinante principale del beneficio netto è il numero di condotte (o *feeder*) che alimentano ogni GRF.
- Individuare un valore soglia del driver identificato, oltre il quale l'intervento, nella generalità delle istanze considerate, presenta un beneficio netto positivo; nel nostro esempio, ipotizziamo che la magliatura fornisca beneficio netto positivo per tutti gli interventi in cui il numero di *feeder* che alimentano i GRF è maggiore di uno.
- Su questa base, caratterizzare la condizione minima di sviluppo supportata dall'analisi costi-benefici, come richiesto dal D.M. n. 226; nel nostro esempio, la condizione minima che obbliga il concessionario a realizzare gli interventi di magliatura necessari ad alimentare ogni GRF tramite due *feeder* può essere considerata supportata dall'analisi costi-benefici.

3 Costi e benefici degli interventi sulla rete di distribuzione gas

Nel paragrafo 3.1 illustriamo i benefici associati a ciascuna tipologia di intervento sulle reti di distribuzione del gas (estensione, potenziamento e mantenimento in efficienza); nel paragrafo 3.2 ne illustriamo le modalità di stima. Nella sezione 3.3 individuiamo le tipologie di costo degli interventi sulle reti di distribuzione gas e ne illustriamo le modalità di stima.

¹¹ La rete è magliata quando, consentendo percorsi alternativi del gas naturale, permette l'alimentazione dell'utenza finale da rami di rete diversi, assicurando una maggiore continuità di servizio. Aumentare il grado di magliatura delle reti consente di evitare l'interruzione del servizio ai consumatori in caso di guasto di reti o componenti dell'impianto e di stabilizzare le pressioni nei diversi punti della rete di distribuzione.

¹² Tale criterio prevede un'adeguata ridondanza degli elementi che compongono la rete affinché il guasto di un qualsiasi elemento della rete non causi l'interruzione del servizio per l'utenza allacciata a tale rete.

3.1 I benefici degli interventi sulle reti di distribuzione di gas

In questo paragrafo illustriamo i benefici associati a ciascuna tipologia di intervento sulle reti di distribuzione di gas.

Benefici degli interventi di estensione

Gli interventi di estensione hanno l'obiettivo di metanizzare aree attualmente non raggiunte da reti alimentate da gas naturale. L'intervento di estensione tipico prevede la posa di una o più nuove condotte, la realizzazione di allacci e l'installazione di misuratori presso le nuove utenze.

Lo scenario controfattuale sarà caratterizzato dal soddisfacimento (di parte) della domanda di calore delle zone oggetto di metanizzazione attraverso l'impegno di una o più fonti energetiche alternative al gas naturale¹³.

I possibili benefici associati ad un intervento di estensione sono:

- La *riduzione del costo del soddisfacimento del fabbisogno di calore* dei consumatori localizzati nell'area metanizzata grazie all'intervento di espansione, resa possibile dalla sostituzione con il gas metano delle fonti energetiche più costose;
- La *riduzione delle emissioni inquinanti* dovuta a: *i)* la combustione del gas metano in sostituzione di fonti più inquinanti e *ii)* la riduzione del trasporto su gomma dei combustibili alternativi;
- La *riduzione dei costi di incidenti associati al trasporto dei combustibili* dovuta alla riduzione del trasporto su gomma dei combustibili alternativi.

Benefici degli interventi di potenziamento

Gli interventi di potenziamento hanno l'obiettivo di aumentare la continuità e certe dimensioni della qualità del servizio di distribuzione¹⁴. Tipici interventi di potenziamento sono quelli effettuati su impianti primari (si pensi ad una linea aggiuntiva in una cabina REMI) e secondari (ad esempio la sostituzione di gruppo di riduzione finale con uno di capacità maggiore) o gli interventi di magliatura della rete. In particolare, aumentare il grado di magliatura delle reti consente di evitare l'interruzione del servizio ai consumatori in caso di guasto di componenti dell'impianto e di stabilizzare le pressioni nei diversi punti della rete di distribuzione.

Lo scenario controfattuale, in generale, è caratterizzato dall'assenza dell'intervento di potenziamento.

¹³ In alcuni casi è possibile che la metanizzazione sia associata al soddisfacimento di una domanda di calore precedentemente non soddisfatta. Come illustrato nella sezione 3, dal punto di vista della metodologia per la stima del beneficio dell'intervento questa situazione è analoga a quella della sostituzione della fonte primaria per il soddisfacimento della domanda esistente.

¹⁴ Consideriamo i rafforzamenti della rete esistente funzionali ad accomodare la maggior domanda derivante da interventi di estensione come parte degli interventi di estensione. Per questo motivo non associamo tale beneficio alla tipologia "potenziamenti".

I possibili benefici associati ad un intervento di potenziamento sono:

- la *riduzione del costo atteso del rischio di guasti dell'impianto di distribuzione del gas naturale*, per effetto delle ridondanze ottenute attraverso i potenziamenti;
- *maggiore stabilità della pressione del gas nei punti di riconsegna*.

Benefici degli interventi di mantenimento in efficienza

Gli interventi di mantenimento in efficienza hanno l'obiettivo di garantire il mantenimento dei livelli standard di continuità del servizio, in particolare prevenendo guasti delle infrastrutture esistenti. Tipicamente l'intervento di mantenimento in efficienza consiste nella sostituzione di elementi di reti percepiti come ad alto rischio di guasto.

Lo scenario controfattuale è caratterizzato dalla mancanza di interventi di sostituzione per rinnovo di reti e componenti dell'impianti di distribuzione. Tale scenario rifletterà invece il costo degli interventi di riparazione necessari in seguito al verificarsi dei guasti di cui l'intervento riduce l'occorrenza.

I possibili benefici associati ad un intervento di mantenimento in efficienza sono:

- *La riduzione del costo atteso del rischio di guasti dell'impianto di distribuzione del gas naturale*

3.2 La stima del valore dei benefici degli interventi sulla rete di distribuzione

In questo paragrafo illustriamo la metodologia per la stima del valore monetario dei benefici degli interventi sulla rete di distribuzione individuati nella sezione precedente.

3.2.1 Riduzione del costo del soddisfacimento del fabbisogno di calore

Il beneficio in esame deriva dalla riduzione del costo di approvvigionamento del calore da parte dei consumatori raggiunti dalla rete del gas in conseguenza di una estensione.

La metodologia per la stima della riduzione del costo di approvvigionamento del calore da parte dei consumatori consiste nelle seguenti fasi:

1. Determinazione della domanda di calore nel territorio interessato dall'espansione, nell'orizzonte temporale dell'analisi
2. Determinazione della modalità di soddisfacimento della domanda di calore con le fonti primarie e tecnologie di conversione attualmente utilizzate
3. Determinazione dei costi delle opzioni disponibili per il soddisfacimento della domanda di calore
4. Determinazione del tasso di conversione dei consumatori all'utilizzo di gas naturale conseguente all'intervento di espansione

Nel resto della sezione presentiamo le fonti dati, la metodologia e le assunzioni utilizzate in ciascuna fase.

1. *Determinazione della domanda di calore nel territorio interessato dall'espansione, nell'orizzonte temporale dell'analisi*

In mancanza di stime della domanda di calore complessiva, è possibile stimare questa grandezza a partire dalla domanda di calore degli attuali utilizzatori di gas naturale, assumendo che il loro fabbisogno di calore sia pari a quello dei consumatori che oggi utilizzano fonti alternative.

Le grandezze necessarie a questa stima sono:

- g1. domanda di gas degli attuali utilizzatori di gas naturale
- g2. rendimento medio di conversione del gas in calore degli apparecchi attualmente installati
- g3. numerosità dei consumatori di calore, cioè residenti nell'area interessata dallo sviluppo della rete

La dinamica nell'orizzonte temporale dell'analisi della domanda di calore può essere basata su stime dell'evoluzione dei consumi energetici in Italia; la dinamica della numerosità dei consumatori di calore può essere basata su previsioni demografiche. Le grandezze necessarie a questa stima sono:

- g4. stime dell'evoluzione dei consumi energetici
- g5. stime di evoluzione della popolazione residente

Quanto all'evoluzione del fabbisogno potenziale di gas dei consumatori industriali, sia per usi di calore sia per usi di processo, in assenza di dati pubblici che possano supportare una stima (quali quelli prodotti dalle Camere di commercio o altri istituti), riteniamo ragionevole che questa sia basata su informazioni sullo sviluppo previsto dell'attività economica nel territorio disponibili ai Comuni e da questi trasferite alla stazione appaltante.

La seguente tabella riporta un elenco di possibili fonti dati per la stima delle grandezze necessarie della domanda di calore nel territorio interessato dall'espansione.

Tabella 3. Possibili fonti dati per la stima della domanda di calore

Grandezza	Granularità	Fonte dati
g1. Domanda di gas degli attuali utilizzatori di gas naturale	Regionale - Tipologia cliente / uso	Per utenze domestiche e del terziario: <ul style="list-style-type: none"> • Gestore Servizi Energetici, <i>"Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente"</i>, 2016; • Acquirente Unico, Portale Offerte (www.ilportaleofferte.it). Per utenze industriali: <ul style="list-style-type: none"> • Analisi ad hoc del tessuto produttivo del territorio di riferimento.
g2. rendimento medio di conversione del gas in calore degli apparecchi attualmente installati	Nazionale - Tipologia di apparecchio	<ul style="list-style-type: none"> • Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 26 giugno 2015, Appendice B, <i>"Requisiti specifici per gli edifici esistenti soggetti a riqualificazione energetica"</i>; • D.lgs. 19 agosto 2005, N. 192 con le modifiche previste dal D.M. 26 giugno 2009, Allegato H, <i>"Valore minimo del rendimento di combustione dei generatori di calore"</i>.
g3. numerosità dei consumatori di calore	Ambito di riferimento - Tipologia cliente	<ul style="list-style-type: none"> • Nella disponibilità della stazione appaltante e dei partecipanti alla gara d'ambito (Comma 6. Art. 9, Decreto Criteri, Testo coordinato D.M. 12 novembre 2011 n. 226 con D.M. 20 maggio 2015).
g4. stime dell'evoluzione dei consumi energetici	Nazionale – Per settore	<ul style="list-style-type: none"> • SNAM e TERNA, <i>"Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2019)"</i>, 2019.

g5. stime di evoluzione della popolazione residente	Regionale	<ul style="list-style-type: none"> • ISTAT, "Il futuro demografico del paese. Previsioni regionali della popolazione residente al 2065", 2018
---	-----------	--

2. Determinazione della modalità di soddisfacimento della domanda di calore con le fonti primarie e tecnologie di conversione attualmente utilizzate

La determinazione del costo del soddisfacimento della domanda di calore con le fonti primarie e le tecnologie di conversione attualmente utilizzate richiede di stimare, per i consumatori localizzati nell'area interessata dall'estensione della rete di distribuzione del gas:

- il mix di fonti energetiche utilizzato
- la tecnologia di conversione delle apparecchiature utilizzate

Sono quindi rilevanti le seguenti grandezze:

g6. mix energetico nell'area interessata dall'estensione della rete di distribuzione del gas

g7. tecnologie di conversione disponibili. Riteniamo opportuno considerare le seguenti opzioni e assunzioni, per il servizio di riscaldamento e acqua calda sanitaria:

- alimentazione a metano: caldaie tradizionali¹⁵, caldaie a condensazione e pompe di calore,
- alimentazione a GPL: caldaie tradizionali e caldaie a condensazione
- LNG distribuito attraverso reti: caldaie tradizionali e caldaie a condensazione
- alimentazione a gasolio: caldaie tradizionali e caldaie a condensazione
- alimentazione ad energia elettrica: pompe di calore
- alimentazione a biomassa: stufe (assumiamo inoltre che le utenze che utilizzano biomassa per il riscaldamento soddisfino il fabbisogno di acqua calda sanitaria tramite boiler elettrici)
- l'utilizzo di pannelli solari e fotovoltaici può essere combinato con tutte le tecnologie sopraelencate (contribuendo ad aumentarne il rendimento medio)
- nel caso in cui l'ambito territoriale sia servito da una rete di teleriscaldamento (o ne sia prevista la realizzazione), tale modalità di approvvigionamento di calore viene inclusa tra le opzioni analizzate

Per quanto riguarda invece il servizio cottura cibi assumiamo che:

- le utenze che usano gas metano, GPL e LNG per il riscaldamento utilizzano le medesime fonti per uso cottura
- le utenze che utilizzano teleriscaldamento, gasolio, energia elettrica e biomassa per il riscaldamento, utilizzano energia elettrica per uso cottura, con tecnologia a induzione.

Raccomandiamo che il teleriscaldamento e lo sfruttamento del calore geotermico siano considerate tecnologie disponibili solo nei casi in cui un impianto sia presente nel territorio di riferimento, o quando previsto dai piani energetici regionali (PER) tenendo in considerazione tempistiche realistiche di realizzazione degli impianti e di adesione dei consumatori.

Quanto alla dinamica nel tempo del mix delle fonti primarie e delle tecnologie utilizzate, essa dovrebbe essere guidata dalla convenienza relativa, per il consumatore delle diverse opzioni¹⁶.

¹⁵ Tenendo conto del fatto che la vita utile media di una caldaia è assunta pari a 12,5 anni e che dal 26/09/2015 vengono prodotte unicamente caldaie a condensazione.

¹⁶ La convenienza relativa delle diverse opzioni di approvvigionamento dal punto di vista del consumatore è valutata attraverso l'analisi costo efficacia.

Questo riguarda in particolare la domanda da parte di eventuali consumatori aggiuntivi, che è ragionevole assumere sia coperta con la fonte primaria e la tecnologia più economiche disponibili.

Il sentiero temporale del mix di fonti coerente con queste assunzioni sarà confrontato con quello previsto sulla base delle fonti di dati disponibili, ed eventuali opportuni aggiornamenti saranno realizzati.

La seguente tabella riporta un elenco di possibili fonti dati per determinare il mix energetico.

Tabella 4. Possibili fonti dati per la determinazione del mix energetico

Grandezza	Granularità	Fonte dati
g6. mix energetico nell'area interessata dall'estensione della rete di distribuzione del gas	Regionale / nazionale	<ul style="list-style-type: none"> Istat, <i>Consumi energetici delle famiglie</i>¹⁷. Nello specifico, i dati relativi a: fonte di alimentazione dell'impianto unico o prevalente di riscaldamento dell'abitazione, presenza/assenza e tipologia di impianto unico o prevalente per il riscaldamento dell'acqua e tipologia di dotazione per l'utilizzo di legna e pellet. Gestore Servizi Energetici, <i>Rapporto statistico – Fonti rinnovabili (anni vari)</i>¹⁸. Nello specifico, i dati relativi all'energia da fonti rinnovabili nel settore termico.

3. Determinazione dei costi delle opzioni disponibili per il soddisfacimento della domanda di calore

La determinazione del costo delle opzioni disponibili per il soddisfacimento della domanda di calore richiede di stimare, per ciascuna fonte primaria e tecnologia:

- g8. costi fissi
- g9. costi variabili di combustibile
- g10. costi variabili di trasporto
- g11. rendimento delle apparecchiature di conversione

Le tabelle seguenti riportano un elenco di possibili fonti dati per la stima delle grandezze necessarie alla determinazione del costo delle opzioni disponibili per il soddisfacimento della domanda di calore.

Tabella 5. Possibili fonti dati per la determinazione del costo delle opzioni disponibili per il soddisfacimento della domanda di calore

Grandezza	Granularità	Fonte dati
g8. costi fissi	per tecnologia	<ul style="list-style-type: none"> Caldai e boiler: prezzi delle opere edili delle Camere di Commercio Stufe, pannelli solari e fotovoltaici: studi e analisi di mercato effettuati dalle principali associazioni di produttori Teleriscaldamento: Gestore Servizi Energetici, <i>“Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente”</i>, 2016

¹⁷ <https://www.istat.it/it/ambiente-ed-energia?dati>

¹⁸ <https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche>

		<ul style="list-style-type: none"> • COSTI DI MANUTENZIONE: si propone di esprimere i costi di manutenzione in termini percentuali sui costi fissi individuati per ogni tecnologia. ove non siano disponibili informazioni più accurate in forma diversa.
g9. costi variabili di combustibile	per combustibile	<ul style="list-style-type: none"> • ENERGIA ELETTRICA: ARERA, <i>Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato</i> (https://www.arera.it/it/dati/condec.htm) e GME, esiti del Mercato del Giorno Prima e del Mercato a termine (https://www.mercatoelettrico.org/It/default.aspx). • GAS NATURALE: ARERA, <i>Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato</i> (https://www.arera.it/it/dati/condec.htm) e GME, esiti del Mercato del Giorno Prima e del Mercato a termine (https://www.mercatoelettrico.org/It/default.aspx). • GPL: Ministero dello Sviluppo Economico, <i>Prezzi medi annuali dei carburanti e combustibili</i> (https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi_carburanti_annuali.php) • GASOLIO PER RISCALDAMENTO: Ministero dello Sviluppo Economico, <i>Prezzi medi annuali dei carburanti e combustibili</i> (https://dgsaie.mise.gov.it/prezzi_carburanti_annuali.php) • LEGNA DA ARDERE E PELLETTI: Associazione italiana Energie Agroforestali, <i>Rubrica prezzi</i> (https://www.aielenergia.it/pubblicazioni.php) • TELERISCALDAMENTO: Gestore Servizi Energetici, <i>“Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente”</i>, 2016;
g10. costi variabili di trasporto	per combustibile	<ul style="list-style-type: none"> • ENERGIA ELETTRICA: ARERA, <i>Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato</i> (https://www.arera.it/it/dati/condec.htm) • GAS NATURALE: ARERA, <i>Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato</i> (https://www.arera.it/it/dati/condec.htm) • GPL: Camere di commercio, <i>Note informative sui prezzi dei carburanti</i> • GASOLIO PER RISCALDAMENTO: e Camere di commercio, <i>Note informative sui prezzi dei carburanti;</i> • LEGNA DA ARDERE E PELLETTI: Associazione italiana Energie Agroforestali, <i>Rubrica prezzi</i> (https://www.aielenergia.it/pubblicazioni.php) • TELERISCALDAMENTO: Gestore Servizi Energetici, <i>“Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente”</i>, 2016
g11. rendimento delle apparecchiature di conversione	per tecnologia	<ul style="list-style-type: none"> • Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 26 giugno 2015, Appendice B, <i>“Requisiti specifici per gli edifici esistenti soggetti a riqualificazione energetica;</i> • D.lgs. 19 agosto 2005, N. 192 con le modifiche previste dal D.M. 26 giugno 2009, Allegato H, <i>“Valore minimo del rendimento di combustione dei generatori di calore”</i>

		<ul style="list-style-type: none"> Gestore Servizi Energetici, “Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente”, 2016
--	--	--

4. Determinazione del tasso di conversione dei consumatori all'utilizzo di gas naturale conseguente all'intervento di espansione

L'analisi costo-efficacia sarà utilizzata per verificare se il passaggio dalla modalità di approvvigionamento di calore dello scenario controfattuale al gas naturale sia conveniente dal punto di vista dei consumatori localizzata nell'area interessata dall'espansione della rete. Qualora questo sia confermato proponiamo di:

- assumere come ipotesi di base, ai fini dell'*analisi economica*, che tutti i consumatori per cui ciò sia economicamente conveniente passino al gas naturale, non appena l'intervento di estensione lo rende possibile;
- effettuare una analisi di sensitività rispetto alla possibilità che il passaggio al gas dei consumatori per cui ciò è conveniente avvenga nell'arco di alcuni anni.

Le opzioni per la soddisfazione della domanda di calore che prevedono il trasporto di combustibili/calore tramite rete (gas naturale, energia elettrica e teleriscaldamento) sono caratterizzati da un “livello di fruibilità” maggiore. Le opzioni che non prevedono il trasporto di energia/calore tramite rete risultano meno fruibili in quanto l'utenza finale:

- deve disporre di locali/serbatoi per lo stoccaggio dei combustibili
- deve far fronte agli adempimenti legati al rifornimento del combustibile
- è soggetta ai rischi derivanti dalla gestione del combustibile e dei siti per lo stoccaggio.

Nel documento DCO 410/2019, ARERA suggerisce di valorizzare tale differenza nella “fruibilità” delle diverse opzioni tramite il corrispettivo di allacciamento alle reti (nei casi in cui non si ritenga possibile valorizzare il differenziale del servizio reso). Raccomandiamo di adottare il suggerimento di ARERA e di incrementare il valore del beneficio - associato alla diminuzione del costo di approvvigionamento del calore - del valore ottenuto moltiplicando: i) il numero di utenti che si prevede si allacceranno alla rete e ii) il corrispettivo di allacciamento medio.

3.2.2 Riduzione delle emissioni inquinanti

Stima della riduzione degli inquinanti emessi in atmosfera in seguito alla combustione di fonti energetiche primarie

Il livello di emissioni dei diversi inquinanti dipende dalla quantità e dal tipo di fonte primaria utilizzata. Nella sezione 3.2.1 abbiamo illustrato le modalità di stima delle quantità di ciascuna fonte primaria utilizzate nello *scenario dell'intervento* e nello *scenario controfattuale*

Il costo associato alle emissioni di inquinanti derivanti dalla combustione delle fonti primarie è stimato secondo la metodologia seguente:

- Per ogni fonte energetica viene determinato un fattore di emissione per ciascuno dei principali inquinanti rilasciati in atmosfera in seguito alla combustione: particolato (PM), ossidi di azoto (SOx), ossidi di zolfo (NOx) e gas serra (espressi in CO2 equivalente)

2. Per ogni tipo di inquinante, si determina il valore economico dell'esternalità negativa corrispondente a ciascuna unità immessa nell'atmosfera
3. Il costo sociale causato dalle emissioni di ciascun inquinante è ottenuto moltiplicando il costo unitario per le unità emesse. La differenza fra il costo dell'inquinamento nello scenario dell'intervento e nello scenario controfattuale è la misura monetaria del beneficio associato alla riduzione delle emissioni inquinanti in seguito all'intervento.

Le grandezze necessarie alla stima del beneficio dell'intervento in termini di riduzione delle emissioni inquinanti della combustione delle fonti primarie sono allora:

- g12. I fattori di emissione di ciascuna fonte primaria
- g13. I costi unitari dell'esternalità negativa corrispondente a ciascun inquinante.

La tabella seguente riporta le fonti dati per la stima delle grandezze necessarie alla determinazione del costo delle emissioni prodotte dalla combustione delle fonti primarie.

Tabella 6. Possibili fonti dati per la determinazione del costo delle emissioni prodotte dalla combustione delle fonti primarie

Grandezza	Granularità	Fonte dati
g12. i fattori di emissione di ciascuna fonte primaria	per fonte primaria	<ul style="list-style-type: none"> • Inventario nazionale emissioni in atmosfera dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (http://www.isprambiente.gov.it/it/banche-dati/aria-ed-emissioni-in-atmosfera)
g13. costi unitari dell'esternalità negativa corrispondente a ciascun inquinante	per inquinante	<ul style="list-style-type: none"> • European Commission, <i>Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects - Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020</i>, December 2014

Stima della riduzione delle emissioni inquinanti emesse da automezzi per il trasporto dei combustibili

Il costo associato alle emissioni di inquinanti legate al trasporto su gomma dei combustibili è stimato secondo la metodologia seguente:

1. Viene stimata la distanza che deve essere percorsa dagli automezzi che riforniscono i consumatori di gasolio da riscaldamento, GPL e biomasse
2. Sono calcolate le emissioni di inquinanti degli automezzi che distribuiscono le fonti primarie
3. I volumi di inquinanti sono valorizzati come indicato nel paragrafo precedente.

Le grandezze necessarie alla stima del beneficio dell'intervento in termini di riduzione delle emissioni inquinanti collegate al trasporto delle fonti primarie sono allora:

- g14. La percorrenza degli automezzi che distribuiscono le fonti primarie. In questo senso verranno effettuate alcune assunzioni sulla base del numero di refill annuo dei siti di stoccaggio e sulle distanze dai principali fornitori di fonti energetiche primarie.
- g15. Le emissioni inquinanti medie degli automezzi per km percorso.

La tabella seguente riporta le fonti dati per la stima delle grandezze necessarie alla determinazione del costo delle emissioni prodotte dal trasporto delle fonti primarie.

Tabella 7. Fonti dati per la determinazione del costo delle emissioni prodotte dal trasporto delle fonti primarie

Grandezza	Granularità	Fonte dati
g13. costi unitari dell'esternalità negativa corrispondente a ciascun inquinante	Per inquinante	<ul style="list-style-type: none"> European Commission, <i>Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects - Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020</i>, December 2014

3.2.3 Riduzione dei costi di incidenti associati al trasporto dei combustibili

Le grandezze necessarie alla stima del beneficio dell'intervento in termini di riduzione dei costi di incidenti associati al trasporto dei combustibili sono:

- g16. rischio di incidente per chilometro percorso da ogni tipologia di veicolo (automezzi e treni)
- g17. Costo associato ad ogni incidente per ogni tipologia di veicolo

La tabella seguente riporta le fonti dati per la stima di tali grandezze.

Tabella 8. Fonti dati per la determinazione dei costi di incidenti associati al trasporto dei combustibili

Grandezza	Granularità	Fonte dati
g16. rischio di incidente per chilometro percorso dai veicoli	Nazionale	Incidenti stradali: <ul style="list-style-type: none"> rapporto "<i>Incidenti stradali</i>" redatto annualmente da ISTAT in collaborazione con ACI (Il rapporto relativo all'anno 2018 è disponibile all'indirizzo web: https://www.istat.it/it/archivio/232366) Incidenti ferroviari: https://www.ansf.gov.it/documents/20142/507657/Rapporto+preliminare+2019+e+allegati.pdf/64c75f06-984b-e5ee-a41c-06ed0b9d4dad
g17. costo associato ad ogni incidente	Nazionale	Incidenti stradali: <ul style="list-style-type: none"> rapporto "<i>Incidenti stradali</i>" redatto annualmente da ISTAT in collaborazione con ACI (Il rapporto relativo all'anno 2018 è disponibile all'indirizzo web: https://www.istat.it/it/archivio/232366) Incidenti ferroviari: https://www.ansf.gov.it/documents/20142/507657/Rapporto+preliminare+2019+e+allegati.pdf/64c75f06-984b-e5ee-a41c-06ed0b9d4dad

Il trasporto di fonti energetiche primarie tramite reti ha un rischio trascurabile rispetto a quello su gomma. Inoltre, come argomentato nel paragrafo 3.3.4 i dati necessari a stimare numerosità e portata incidenti nelle reti di distribuzione del gas non sono disponibili. Ai fini dell'analisi costi-benefici, in assenza dei dati necessari alla stima del rischio legato al trasporto via rete, proponiamo di considerare nullo il rischio associato al trasporto di energie elettrica e gas naturale tramite reti.

La proposta presentata in questa sezione assume che il rischio di incidenti della rete gas ed elettricità (benne che danneggiano i tubi o i fili elettrici) sia trascurabile rispetto a quello del trasporto su ruote. E' necessario però un maggiore approfondimento per verificare il merito di questa assunzione.

3.2.4 Riduzione del costo atteso del rischio di guasti dell'impianto di distribuzione del gas naturale

Alcuni interventi sulla rete di distribuzione hanno l'effetto di migliorarne sicurezza o affidabilità. In questa sezione illustriamo la logica sottostante alla valorizzazione di tali benefici nella forma di una metodologia direttamente applicabile qualora vi siano a disposizione i dati necessari; quindi discutiamo alcuni criteri semplificati su cui è possibile basare condizioni minime di sviluppo ai sensi del D.M. n. 226.

La valutazione in termini monetari dell'impatto di un intervento su affidabilità e sicurezza della rete di distribuzione richiede che siano noti i seguenti elementi:

- Per ciascun elemento della rete, i tipi di guasto che possono verificarsi e le probabilità che ciascun tipo di guasti si verifichi. Tale probabilità può essere stimata sulla base di dati storici. Essa dipenderà, ad esempio, dal tipo di elemento di rete, dalla sua anzianità, dalle modalità di posa, dalle condizioni ambientali del sito in cui è installato;
- il costo previsto di riparazione di ciascun guasto;
- le conseguenze possibili del guasto di ciascun elemento della rete, in termini di volumi di gas in atmosfera, volume di gas non fornito ai clienti finali durante il periodo di disservizio, danni alle persone e ai beni;
- la probabilità che, nel caso in cui il guasto si verifichi, tale conseguenza si verifichi;
- il costo di ciascuna delle conseguenze possibili del guasto.

Sulla base di queste informazioni è possibile:

- calcolare il valore atteso del costo di guasto nella rete di distribuzione, per ciascun anno dell'orizzonte temporale dell'analisi costi-benefici;
- determinare il valore monetario dell'impatto un intervento sull'affidabilità e la sicurezza come la variazione, tra lo scenario dell'intervento e lo scenario di riferimento, del valore atteso del costo di guasto della rete in esame.

La seguente figura illustra la metodologia per la valorizzazione dei benefici degli interventi sulla rete in termini di affidabilità e sicurezza.

Figura 4. Metodologia per la valorizzazione dei benefici degli interventi sulla rete in termini di affidabilità e sicurezza



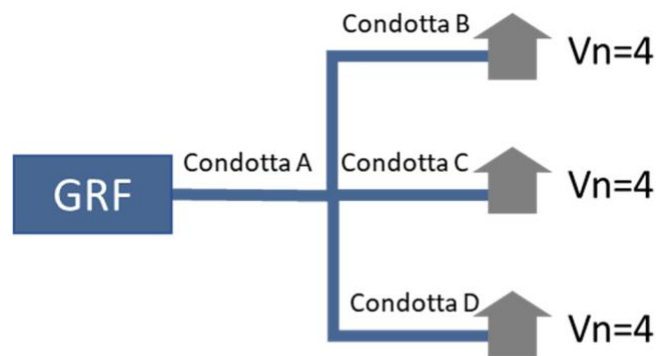
L'applicazione della metodologia illustrata richiede la disponibilità di una grande quantità di dati, che è possibile non siano raccolti sistematicamente da parte di tutti i distributori. Per questo motivo, nel resto del paragrafo presentiamo alcuni criteri semplificati per valutare gli interventi che aumentino l'affidabilità e la sicurezza della rete, su cui è possibile basare condizioni minime di sviluppo ai sensi del D.M. n. 226.

- *Criterio 1*

Tutti gli elementi di rete supportano il volume nominale (V_n) di tutta l'utenza allacciata a valle degli elementi stessi. In sostanza ogni condotta e impianto di riduzione della pressione deve poter servire contemporaneamente tutti gli utenti che sono allacciati alla rete a valle.

Ad esempio, consideriamo una rete con soli 3 utenti, ognuno di quali ha un misuratore con volume nominale pari a 4 smc/h, si veda la seguente figura. Il GRF e la condotta A dovranno avere una capacità pari o superiore a 12 smc/h. Le condotte B, C e D dovranno avere capacità pari o superiore a 4 smc/h.

Figura 5. Criterio 1: un esempio



Se il criterio 1 fosse adottato come condizione minima di sviluppo, diverrebbe obbligatorio per tutti i partecipanti alla gara realizzare tutti gli interventi che permettono ad ogni tratto di rete di soddisfare il criterio 1.

Il criterio 1 è riconducibile alla metodologia per valorizzare la riduzione del costo atteso del rischio di guasti descritta sopra: l'intervento di potenziamento di reti e componenti dell'impianto aumenta l'affidabilità dell'impianto riducendo il rischio (ed il relativo costo) di interruzione del servizio per l'utenza allacciata alla rete di distribuzione.

- *Criterio 2*

Il criterio di sicurezza N-1 prevede un'adeguata ridondanza degli elementi che compongono la rete affinché il guasto di un elemento della rete non causi l'interruzione del servizio per l'utenza allacciata a tale rete.

Tale criterio potrebbe essere applicato ad alcuni elementi della rete di distribuzione quali i GRF: ogni GRF deve essere alimentato da due diverse condotte (o *feeder*). In questo modo, il servizio non verrebbe interrotto anche nel caso in cui uno dei due *feeder* si guastasse (si veda la seguente figura).

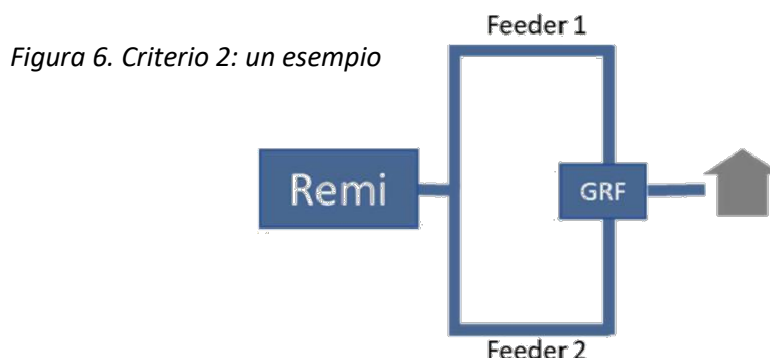


Figura 6. Criterio 2: un esempio

Se il criterio 2 fosse adottato come condizione minima di sviluppo, diverrebbe obbligatorio per tutti i partecipanti alla gara realizzare tutti gli interventi che permettano ad ogni tratto di rete di soddisfare il criterio 2.

Il criterio 2 è riconducibile alla metodologia per valorizzare la riduzione del costo atteso del rischio di guasti descritta sopra: l'intervento di potenziamento aumenta l'affidabilità dell'impianto riducendo il rischio (ed il relativo costo) di interruzione del servizio per l'utenza allacciata alla rete di distribuzione. Il servizio sarebbe garantito anche nel caso in cui uno dei due *feeder* dovesse guastarsi.

- **Criterio 3**

Tipicamente la frequenza delle fughe costituisce un indicatore di vetustà dei componenti più significativo dell'età anagrafica. Il criterio 3 prevede che vengano sostituiti i componenti per cui è stato registrato un numero di fughe superiore ad un valore soglia.

Su questa base, la condizione minima di sviluppo avrebbe la forma della prescrizione che il componente sia sostituito in caso il numero di fughe da cui è stato interessato, cumulativamente, superi un predefinito valore di soglia.

Il criterio 3 è riconducibile alla metodologia per valorizzare la riduzione del costo atteso del rischio di guasti descritta sopra: l'intervento di mantenimento in efficienza aumenta sicurezza e affidabilità dell'impianto riducendo:

- ✓ il rischio (e il costo associato alle conseguenze) di interruzione del servizio per l'utenza allacciata alla rete di distribuzione;
- ✓ il rischio (e il costo associato alle conseguenze) di emissioni di gas metano in atmosfera dovuto a dispersioni;
- ✓ il rischio (e il costo associato alle conseguenze) di incidenti legati a fughe di gas;
- ✓ il costo atteso delle riparazioni (assumendo che un alto numero di fughe registrate nel recente passato sia associato ad un alto tasso di fugacità anche in futuro).

3.2.5 I benefici collegati alla maggiore stabilità della pressione ai punti di riconsegna

E' ipotizzabile una maggiore stabilità della pressione ai punti di riconsegna per la distribuzione del gas, ottenuta tramite interventi di potenziamento, che è tipicamente associata a benefici quali:

- i) una maggior efficienza nella conduzione degli impianti
- ii) la riduzione del rischio di guasto degli impianti termici (caldaie) utilizzati dall'utenza finale.

3.3 Individuazione e stima dei costi dell'intervento

Gli interventi sulla rete di distribuzione del gas, generalmente, comportano costi incrementali, rispetto allo scenario controfattuale, per il distributore, i consumatori e la cittadinanza.

Costi sostenuti dal distributore

Il distributore sostiene il costo della realizzazione dell'intervento e di manutenzione delle infrastrutture realizzate, ivi compresi i costi per l'allacciamento di nuovi consumatori in caso di interventi di sviluppo¹⁹. Ai fini della loro stima sono rilevanti le seguenti grandezze:

g18. costi di capitale, che includono costi in beni materiali (terreni, costruzioni, condotte, impianti, etc.) ed immateriali (spese generali e oneri di sicurezza), inclusi eventuali costi di smaltimento dei materiali sostituiti

g19. costi operativi, che includono tutte le voci di spesa necessarie a garantire l'operatività di reti ed impianti ed effettuare le necessarie operazioni di manutenzione ordinaria (costi del personale, materiali di consumo, combustibile, servizi da terzi, etc.).

La tabella seguente riporta le fonti dati per la stima dei costi dell'intervento sostenuti dal distributore.

Tabella 9. Fonti dati per la stima dei costi dell'intervento

Grandezza	Granularità	Fonte dati
g18. costi di capitale	Locale	<ul style="list-style-type: none"> Ministero dello Sviluppo Economico, "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale", Testo coordinato, 7 aprile 2014 con errata corrige 27 giugno 2014
g19. Costi operativi	Per distributore / località	<ul style="list-style-type: none"> determinati sulla base dei costi storici del singolo operatore in alternativa, i costi operativi possono essere assunti pari ai costi operativi riconosciuti a fini tariffari. (ARERA, Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas https://www.arera.it/it/operatori/gas_testintegrati.htm)

Costi sostenuti dai consumatori

I consumatori sostengono costi nel caso di interventi di sviluppo della rete del gas. Tali costi includono principalmente i costi di acquisto (o adeguamento) delle apparecchiature per l'utilizzo di gas.

Le grandezze rilevanti per la stima dei costi sostenuti dai consumatori sono quindi:

g20. costo di acquisto e adeguamento delle apparecchiature per la conversione di gas

La tabella seguente riporta le fonti dati per la stima dei costi dell'intervento sostenuti dai consumatori di gas.

Tabella 10. Fonti dati per la stima dei costi sostenuti dai consumatori di gas

Grandezza	Granularità	Fonte dati
g20. costo di acquisto e adeguamento delle apparecchiature per la conversione di gas	Locale – per apparecchio	<ul style="list-style-type: none"> prezzari delle opere edili delle Camere di Commercio

¹⁹ Ai fini dell'analisi economica non rileva il fatto che il costo di allacciamento è trasferito ai consumatori attraverso una specifica componente tariffaria. Invece, il costo di allacciamento sarebbe considerato come sostenuto dal consumatore se questo avesse la facoltà di approvvigionarsi dalle opere di allacciamento da un soggetto diverso dal distributore e la esercitasse.

Costi sostenuti dai cittadini

Il principale costo sostenuto dai cittadini direttamente attribuibile alla realizzazione di un intervento sulla rete gas è rappresentato dai disagi causati dall'apertura di un cantiere. In alcuni casi infatti esso comporta una limitazione al godimento dello spazio occupato per la collettività.

Quando il cantiere per la realizzazione dell'intervento coinvolge aree attraversate dal traffico stradale, esso può causare problemi di congestione. La congestione può avere effetti sulle prestazioni e sulla qualità del sistema di trasporto in termini di aumento dei tempi di percorrenza e ritardi nel trasporto pubblico.

Il cantiere provoca quindi un costo per la collettività che è rappresentato dai ritardi che causa agli utilizzatori finali delle strade interessate.

Le metodologie più diffuse per calcolare i costi della congestione prevedono la stima delle ore-veicolo perse e la definizione del valore per il tempo. Tali metodologie, utilizzate per l'analisi costi-benefici di opere infrastrutturali nel settore dei trasporti, necessitano di informazioni molto dettagliate per la determinazione dei flussi di traffico e dell'elasticità della domanda. Tali informazioni potrebbero non essere nella disponibilità delle stazioni appaltanti e dei partecipanti alla gara d'ambito.

Per semplicità, proponiamo di considerare la tassa per l'occupazione del suolo pubblico, determinata a livello locale, come proxy del costo esterno generato dal cantiere per la realizzazione dell'intervento. La tassa rappresenta infatti un risarcimento nei confronti della collettività per l'occupazione di un'area pubblica, che ne comporta il ridotto godimento da parte della popolazione.

4 I risultati dell'analisi costi benefici

Di seguito proponiamo una possibile modalità di presentazione dei risultati dell'analisi costi-benefici.

La relazione che riporta i risultati dell'analisi costi benefici include:

1. Descrizione del contesto
2. Definizione degli obiettivi dell'intervento
3. Descrizione dell'intervento
4. Analisi economica
5. Analisi costo-efficacia
6. Valutazione della robustezza²⁰.

Nel resto del paragrafo descriveremo in dettaglio il contenuto di ognuna delle componenti.

²⁰ Ovvero valutazione del rischio.

1. Descrizione del contesto

Il primo passo della valutazione dell'intervento mira a descrivere il contesto sociale, economico, politico e istituzionale in cui l'intervento verrà realizzato. Le caratteristiche principali da descrivere riguardano:

- le condizioni socioeconomiche dell'area territoriale di riferimento rilevanti per il progetto, quali le dinamiche demografiche e la descrizione del tessuto economico;
- gli aspetti politici e istituzionali, comprese le politiche energetiche e i piani energetici regionali;
- la dotazione infrastrutturale attuale, evidenziandone le principali carenze

La descrizione del contesto è utile per giustificare le ipotesi assunte in merito all'evoluzione attesa della domanda di calore e alle modalità con cui tale domanda viene soddisfatta nell'orizzonte temporale considerato.

2. Definizione degli obiettivi dell'intervento

La definizione degli obiettivi dell'intervento è necessaria per:

- identificare i principali benefici attesi in seguito all'esecuzione dell'intervento
- verificare che l'intervento sia coerente con le esigenze del territorio di riferimento (delineate nella descrizione in cui si descrive il contesto).

Ad ogni beneficio atteso associamo un indicatore che ne permetta il monitoraggio in termini analitici. A titolo di esempio, tali indicatori potrebbero essere rappresentati da: il costo per soddisfare la domanda di calore, il rischio associato al trasporto dei combustibili, il livello delle emissioni inquinanti o il rischio di guasto dell'impianto di distribuzione di gas naturale.

3. Descrizione dell'intervento

Questa sezione contiene:

- i principali risultati dell'analisi effettuata per identificare la migliore soluzione tecnica dati gli obiettivi
- la descrizione delle attività e delle lavorazioni necessarie alla realizzazione dell'intervento e la metodologia utilizzata per quantificarne i costi
- la descrizione del contesto di posa o installazione delle diverse componenti dell'impianto di distribuzione, collegando tali condizioni "esogene" al costo attribuito all'intervento oggetto di analisi costi-benefici
- la metodologia utilizzata e le principali assunzioni adottate per effettuare l'analisi della domanda di calore. L'analisi della domanda identifica la necessità di un investimento valutando:
 - la domanda attuale,
 - l'evoluzione attesa della domanda nel corso dell'orizzonte temporale considerato.
- L'identificazione dei principali stakeholder interessati dall'esecuzione dell'intervento (sia in termini di costi che di benefici).

4. Analisi economica

In questa sezione riportiamo i risultati dell'analisi economica: per ogni anno dell'orizzonte temporale di riferimento, la somma aritmetica dei costi e dei benefici legati all'intervento oggetto di analisi (espressi a prezzi costanti e valori reali) rappresenta il beneficio economico netto dell'intervento.

La seguente tabella illustra una possibile rappresentazione semplificata dell'analisi economica.

Tabella 11. Analisi economica

anno	1	2	...	24	25
riduzione del costo per soddisfare la domanda di calore	(+)	(+)	...	(+)	(+)
riduzione delle emissioni inquinanti	(+)	(+)	...	(+)	(+)
riduzione rischio associato al trasporto dei combustibili	(+)	(+)	...	(+)	(+)
riduzione del rischio di guasti dell'impianto di distribuzione del gas naturale	(+)	(+)	...	(+)	(+)
...	(+)	(+)	...	(+)	(+)
a totale benefici	(+)	(+)	...	(+)	(+)
costi sostenuti dal distributore	(-)	(-)	...	(-)	(-)
costi sostenuti dall'utenza finale	(-)	(-)	...	(-)	(-)
costi sostenuti dalla collettività	(-)	(-)	...	(-)	(-)
b totale costi	(-)	(-)	...	(-)	(-)
a+b beneficio economico netto	(+/-)	(+/-)	...	(+/-)	(+/-)

In questa sezione verranno inoltre riportati i principali indicatori di performance economica dell'intervento:

- Valore attuale netto dei benefici totali
- Valore attuale netto dei costi totali
- Valore attuale netto economico (VAN-E): rappresenta il valore attuale dei benefici economici netti attesi nell'orizzonte temporale considerato ai fini dell'ACB. I benefici economici netti vengono attualizzati utilizzando il tasso sociale di sconto pari al 4% (cfr. paragrafo 2.5)
- Tasso interno di rendimento economico (TIR-E): il tasso di attualizzazione che rende il valore attuale netto economico paria a zero
- B/C ratio: ovvero il rapporto tra il valore attuale dei benefici totali ed il valore attuale dei costi totali dell'intervento

In linea di principio, ogni intervento con VAN-E positivo dovrebbe essere realizzato, in quanto impegna un quantitativo di risorse inferiore ai benefici che ne conseguono.

TIR-E e B/C ratio sono rilevanti in quanto indipendenti dalle dimensioni del progetto, ma possono risultare forvianti in alcuni casi specifici. In casi particolari, ad esempio, per uno stesso progetto potrebbero risultare più di un TIR-E egualmente validi; mentre il rapporto B/C dipende da come si decide di strutturare l'ACB (alcune grandezze possono essere rappresentate sia come benefici che come riduzione di costi).

Nel corso dell'elaborazione dell'analisi costi-benefici, si raccomanda di determinare e monitorare tutti i principali indicatori (si veda paragrafo 2.3).

5. Analisi costo-efficacia

L'analisi costo-efficacia viene effettuata per verificare se i consumatori interessati dallo sviluppo della rete trovano conveniente sostituire con il gas la modalità di approvvigionamento del calore già

utilizzata. A questo fine, per ogni modalità di approvvigionamento del calore, verrà definito un costo di approvvigionamento. In questa sezione riportiamo il costo associato ad ogni modalità al fine di giustificare il tasso atteso di sostituzione delle fonti alternative con il gas per il soddisfacimento della domanda di calore nell'ambito territoriale in esame. Si veda paragrafo 2.1.

6. Valutazione della robustezza

L'analisi di sensibilità è finalizzata ad identificare le variabili che più influenzano il risultato dell'analisi costi-benefici. L'analisi viene effettuata variando una variabile per volta e determinando l'effetto di tale variazione sul VAN-E.

Di seguito proponiamo un elenco delle principali grandezze che dovrebbero essere oggetto di analisi di sensitività:

- g3. numerosità dei consumatori di calore,
- g4. evoluzione dei consumi energetici,
- g9. Costi variabili di combustibile,
- g13. Costi unitari dell'esternalità negativa corrispondente a ciascun inquinante,
- valore residuo degli *asset* al termine dell'orizzonte temporale di riferimento.

Tali grandezze vengono considerate rilevanti se hanno un forte impatto sul VAN-E dell'intervento oggetto di analisi costi-benefici.

Infine, l'analisi della sensibilità deve essere completata con un'analisi per scenari, che studi l'impatto delle combinazioni di valori delle grandezze identificate come rilevanti (quelle con un impatto maggiore sul VAN-E). In particolare, andranno rappresentati il *best* ed il *worst case* scenario utilizzando diverse combinazioni delle variabili rilevanti (considerando un range "realistico").

Nei casi in cui il VAN-E rimanga positivo anche per combinazioni di valori che rappresentano il *worst case scenario*, al progetto verrà associato un basso livello di rischiosità.