



*Proposte per rilanciare il servizio di
distribuzione del gas naturale nel
mercato energetico italiano*



Proposte per rilanciare il servizio di distribuzione del gas naturale nel mercato energetico italiano

Autori

Ing. Silvio Bosetti

Prof. Massimo Beccarello

Prof. Aretta Benedetti

Prof. Giovanni Cocco

Prof. Giacomo Di Foggia

Dott. Lorenzo Pandini

Prof. Luciano Salomoni

Sommario

1. Aspetti normativi e amministrativi delle procedure di affidamento gas	2
1.1. <i>Un quadro normativo complesso</i>	2
1.2. <i>Problematicità del quadro normativo in materia di gare per l'affidamento delle concessioni di distribuzione del gas</i>	4
1.2.1. La difficile transizione di “ruolo” dei comuni concedenti nella gestione associata del servizio .	4
1.2.2. La discrasia tra effettiva programmabilità degli interventi e necessità di una previsione certa, funzionale ai meccanismi di affidamento della gara	6
1.2.3. La rigidità dei vincoli posti alla Stazione appaltante nella predisposizione dei documenti di gara e del contratto di servizio.....	8
1.2.4. Le valutazioni di ARERA e la sovrapposizione della logica regolatoria alla logica di gara	9
1.2.5. Il controllo di ARERA e la riconoscibilità in tariffa degli investimenti	10
1.2.6. Le novità introdotte dall'art. 114-ter della legge 17 luglio 2020, n. 77	11
1.3. <i>Le concessioni di servizio alla luce del nuovo codice dei contratti pubblici (d. lgs. 50/2016)</i>	13
1.3.1. Elementi comuni tra concessione e appalto in una prospettiva di aumentata flessibilità	14
1.3.2. Elementi differenziali della concessione rispetto all'appalto nel nuovo codice	15
1.3.3. Circa la natura (pubblicistica o privatistica) della concessione di servizi	16
1.4. <i>Ipotesi di rimodulazione del rapporto concessorio:</i>	17
1.4.1. Esigenze di ricercare una rimodulazione del rapporto concessorio in altri istituti relativi all'affidamento di prestazioni e servizi da parte delle pubbliche amministrazioni	17
1.4.2. La disciplina dell'accordo quadro tra modularità delle prestazioni e predeterminazione degli affidamenti conseguenti.....	19
1.4.3. Gli elementi dell'accordo quadro al vaglio della giurisprudenza interna e comunitaria.....	21
1.4.4. Dall'accordo quadro alla concessione di servizio: una verifica sugli elementi di flessibilità nella valutazione dell'offerta e nel piano di sviluppo	22
1.4.5. La ricerca della flessibilità del rapporto concessorio nell'ambito del contratto e della pianificazione: una difficile coabitazione.....	28
1.4.6. Modularità del rapporto concessorio ed equilibrio economico finanziario: alla ricerca di possibili soluzioni che tengano conto dell'esigenza di operatori e stazioni appaltanti	30
1.4.7. Considerazioni conclusive sulla rimodulazione del rapporto concessorio	34
1.5. <i>I nodi emergenti dalla giurisprudenza</i>	37
1.5.1. Una premessa di sistema circa il rapporto tra celebrazione delle gare gas e contenzioso amministrativo.....	37
1.5.2. Disciplina di settore e disciplina generale. L'intreccio tra decreto criteri e codice dei contratti	37
1.5.3. Il c.d. principio della separazione dell'offerta tecnica da quella economica. Il caso del computo metrico estimativo	41
1.5.4. Piano di sviluppo degli impianti. Interventi che non hanno superato né le CMS né l'analisi costi benefici. Possibilità di richiederli nel Bando.	43

1.5.5.	Pubblicazione del bando di gara in mancanza delle verifiche di Arera	46
1.5.6.	Unica gara per due o più ambiti confinanti	47
1.5.7.	L'impossibilità di bandire la gara ad opera del singolo Comune	48
1.6.	<i>Considerazioni conclusive e proposte operative</i>	49
2.	Proposte per semplificare e migliorare i profili economici delle gare	52
2.1.	<i>Il contesto</i>	53
2.1.1.	Il Documento Guida e i Piani di Sviluppo	53
2.1.2.	Riesame dettagliato dei richiami alle CMS presenti nel DM 226/11	55
2.2.	<i>Le CMS nelle analisi ACB</i>	58
2.2.1.	Approfondimenti sulle applicazioni delle CMS.....	58
2.2.2.	Interventi di estensione.....	59
2.2.3.	Interventi di potenziamento, manutenzione e sostituzione e innovazione tecnologica	60
2.3.	<i>Proposta per l'applicazione delle CMS agli interventi di estensione</i>	61
2.3.1.	Impostazione della proposta.....	61
2.3.2.	Variabili e parametri disponibili	63
2.3.3.	Stima delle CMS in funzione dei parametri individuati	71
2.3.4.	Definizioni di mantenimento e potenziamento	72
2.3.5.	Applicazione della Analisi ACB per interventi che superano le CMS	74
3.	Semplificazione del campo di applicazione dell'analisi costo benefici e Nuovo scenario energetico: implicazioni per la distribuzione gas	76
3.1.	<i>Semplificazione nel campo di applicazione della ACB</i>	76
3.2.	<i>Il PNIEC: il settore gas e prospettive per il settore della distribuzione</i>	78
3.3.	<i>Green Deal, nuovi obiettivi di decarbonizzazione</i>	87
3.4.	<i>Evoluzione dei consumi e ruolo della distribuzione gas</i>	94
3.5.	<i>Nuovi modelli di business del settore del gas naturale</i>	95



Centro Studi in Economia e Regolazione
dei Servizi, dell'Industria e del Settore Pubblico

CESISIP ha lo scopo di contribuire all'analisi degli aspetti economici, gestionali e normativi delle attività produttive, dei servizi e del settore pubblico dell'economia con particolare attenzione alle strategie di politica economica e industriale.

CESISIP svolge nelle sue aree tematiche attività di ricerca, di promozione della formazione, di divulgazione dei risultati scientifici e di partecipazione al dibattito sulle scelte pubbliche in un'ottica interdisciplinare e applicata.

CESISIP intende rappresentare un luogo di produzione di idee per le scelte economiche che possano validamente contribuire alle decisioni da parte dei soggetti che sono chiamati ad adottarle.

1. Aspetti normativi e amministrativi delle procedure di affidamento gas

1.1. Un quadro normativo complesso

Il modello di affidamento del servizio di distribuzione del gas fatto proprio dal decreto Letta (d. lgs. n. 164/2000), unitamente al decreto attuativo d.m. n. 226/2011, è all'origine di un insieme di criticità che vanno analizzate ove si voglia superare l'attuale situazione di stallo nell'indizione e celebrazione delle gare in gran parte degli ambiti territoriali minimi in cui è suddiviso il territorio italiano.

La produzione alluvionale di norme di legge e regolamentari, di atti regolatori dell'Autorità, di proroghe dei termini per l'emanazione dei bandi e di presunte semplificazioni, sviluppatasi nell'arco dell'ultimo ventennio con l'intento espresso di determinare un'accelerazione del processo, non ha prodotto risultati positivi in questa direzione, aumentando, al contempo, la difficoltà nella lettura e sistematizzazione del quadro complessivo¹.

¹ L'elencazione delle principali leggi, dei regolamenti, degli atti regolatori di ARERA, che hanno disciplinato, per vari aspetti, l'affidamento del servizio di distribuzione del gas è impressionante: il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come successivamente modificato e integrato; la legge 23 agosto 2004, n. 239; il decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, come convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244; la legge 23 luglio 2009, n. 99; il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, come successivamente modificato e integrato; il decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, recante "Disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia", come convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98; il decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, come convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9 (di seguito: decreto-legge 145/13); il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116; il decreto-legge 31 dicembre 2014, n. 192, come convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2015, n. 11; il decreto-legge 30 dicembre 2015, n. 210, come convertito, con modificazioni, dalla legge 25 febbraio 2016, n. 21; la legge 4 agosto 2017, n. 124 (di seguito: legge 124/17); il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, 19 gennaio 2011, recante "Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale"; il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro del Lavoro e delle Politiche Sociali 21 aprile 2011, recante "Disposizioni per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas in attuazione del comma 6, dell'articolo 28 del decreto legislativo 164/00"; il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, 18 ottobre 2011, recante "Determinazione dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale"; il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, 12 novembre 2011, n. 226, recante "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" come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto 226/2011); il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 5 febbraio 2013, di approvazione del contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività di distribuzione del gas naturale, ai sensi dell'articolo 14 del decreto legislativo 164/00; il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 22 maggio 2014, di approvazione del documento "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale" del 7 aprile 2014; il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro per gli Affari Regionali e per le Autonomie 20 maggio 2015, n. 106, di approvazione del "Regolamento recante modifica al decreto 12 novembre 2011, n. 226, concernente i criteri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale"; la deliberazione ARERA 16 febbraio 2012, 44/2012/R/GAS; la deliberazione dell'Autorità 8 marzo 2012, 77/2012/R/GAS; la deliberazione dell'Autorità 11 ottobre 2012, 407/2012/R/GAS e successive modifiche e integrazioni; la deliberazione dell'Autorità 21 marzo 2013, 113/2013/R/GAS; la

Si tratta di un quadro normativo-regolatorio che, come segnalato al Parlamento dall’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nel 2016 (AS1262), non riesce a realizzare lo scopo primo che il d.lgs. 164/2000 intendeva realizzare: la transizione ad un regime di confronto concorrenziale, che, stante le caratteristiche di monopolio naturale del servizio di distribuzione, contempla lo strumento della gara per l’affidamento della concessione (concorrenza *per* il mercato).

In parte ciò è riconducibile alle peculiarità del quadro originario, e in parte alla direzione in cui lo stesso si è evoluto: la scarsa fattibilità della complessa serie di procedure amministrative, in particolare in materia di definizione del valore di rimborso in favore del gestore uscente, coinvolgenti soggetti istituzionali diversi, prodromica alla pubblicazione del bando di gara, ha dato luogo ad una serie interminabile di rinvii e proroghe che hanno procrastinato oltre ogni ragionevole previsione temporale l’avvio effettivo delle gare in gran parte dei territori.

Dove le gare sono state avviate si è sviluppato un ricco contenzioso, che ha dato origine ad una controversa giurisprudenza (su cui si tornerà nel terzo capitolo, *infra*), e ad un ampio dibattito che vede coinvolte istituzioni e realtà associative di operatori del settore e di altri soggetti a vario titolo interessati.

In questa prima sezione si focalizzeranno, quindi, alcune delle problematiche che caratterizzano l’impianto normativo vigente, con l’intento di identificare alcuni dei punti nodali che richiederebbero una rivisitazione normativa organica.

Nella seconda parte si centerà l’attenzione sulla riforma del codice dei contratti pubblici del 2016 e, nel presupposto indiscusso della sua compatibilità già attuale con la disciplina speciale delle gare gas, si evidenzieranno taluni profili di interesse derivanti dalla possibile interazione dei due plessi normativi.

deliberazione dell’Autorità 3 aprile 2014, 155/2014/R/GAS (di seguito: deliberazione 155/2014/R/GAS); la deliberazione dell’Autorità 26 giugno 2014, 310/2014/R/GAS, come successivamente modificata e integrata; la deliberazione dell’Autorità 31 luglio 2014, 381/2014/A; la deliberazione dell’Autorità 7 agosto 2014, 414/2014/R/GAS; la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2015, 407/2015/R/GAS; la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2017, 905/2017/R/GAS, il suo Allegato A recante il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in materia di determinazione e verifica del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale e il suo Allegato B, recante il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in materia di bandi di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d’ambito ai fini delle gare d’ambito; la Parte II del Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020- 2025 (TUDG), recante “Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG 2020-2025)”, approvata con la deliberazione 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS; la determinazione 11 luglio 2018, n. 8/2018 - DIEU Aggiornamento delle disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB per i Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune e nel regime semplificato individuale per Comune ai sensi della deliberazione 905/2017/R/GAS e abrogazione della determina 1/2015; la determinazione 11 luglio 2018, n. 9/2018 - DIEU Disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB per i Comuni ricadenti nel regime semplificato d’ambito ai sensi della legge 124/17, come attuata con deliberazione 905/2017/R/GAS. Si v., da ultimo, gli atti regolatori di ARERA in materia, a partire dalla delibera 468/2018/R/gas in tema di requisiti minimi dei piani di sviluppo, e in particolare la delibera attuativa 230/2019/R/gas, in tema di criteri applicativi della metodologia di analisi costi benefici.

1.2. Problematicità del quadro normativo in materia di gare per l'affidamento delle concessioni di distribuzione del gas

1.2.1. La difficile transizione di “ruolo” dei comuni concedenti nella gestione associata del servizio

L'attività di distribuzione del gas naturale è un'attività di servizio pubblico rispetto alla quale gli enti locali affidanti svolgono “attività di indirizzo, vigilanza, programmazione e di controllo” (art. 14 d. lgs. 164/2000). Questo ruolo non può essere svolto tuttavia in continuità con il passato, quando l'ente locale poteva assumere direttamente la gestione del servizio ovvero affidarlo a gestori scelti *intuitus personae*.

Il nuovo regime introdotto dal d. lgs. 164/2000, come integrato dalle disposizioni successivamente emanate (in particolare dal D.L. 159/07, art. 46-bis, e dal D.Lgs. 93/11 art. 24, c. 4), segna invece un cambiamento radicale per due aspetti:

- in primo luogo, perché introduce il divieto di gestione diretta del servizio da parte degli enti locali e ne impone la assegnazione tramite gara *in forma associata* e cioè a livello di ambiti territoriali minimi (Atem);
- in secondo luogo, perché l'affidamento del servizio con gara costringe gli enti locali a muoversi nella logica dell'*esternalizzazione* e *contrattualizzazione* del servizio, con tutto ciò che ne consegue in termini di capacità tecnico/gestionale (si pensi alla difficoltà di individuare il valore residuo delle infrastrutture da mettere a gara, alla mancata corretta imputazione in bilancio della valorizzazione delle reti di proprietà degli enti...).

Con riferimento a quest'ultimo aspetto, viene in gioco l'asimmetria informativa esistente tra comuni concedenti e gestori: una condizione “naturale” nel contesto precedente, in cui il concessionario era una sorta di “delegato” esperto a cui il servizio era affidato direttamente. In una prospettiva di “esternalizzazione” e contrattualizzazione del servizio, in cui il gestore è vera e propria controparte contrattuale, al pari di tutti gli altri affidamenti, l'ente concedente deve avere piena conoscenza di tutti i dati informativi che consentano di poter affidare il servizio, nella prospettiva degli sviluppi futuri, a qualsiasi impresa dimostri di avere i migliori requisiti in risposta al bando, a prescindere da qualsiasi rapporto diretto intercorso e ancora in atto, assicurando quindi, tra l'altro piena uniformità informativa a tutti i concorrenti.

Con riferimento al primo aspetto, l'opportunità di una gestione del servizio per ambiti territoriali minimi è stata confermata dalla stessa Corte costituzionale, quale misura necessaria per superare la frammentazione e incrementare l'efficienza del servizio².

² Si tratta della sentenza della Corte Costituzionale 7 giugno 2013, n. 134, che ha dichiarato non fondata la questione di legittimità costituzionale, per eccesso di delega, sollevata con riferimento al citato art. 24, c. 4 del d.lgs. n. 93/2011, in base al quale l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale deve essere effettuato esclusivamente per ambiti territoriali minimi. La Corte ha infatti ritenuto che le corrispondenti disposizioni della legge delega (art. 17, c. 4, l. n. 96/2010) si fondassero “sui presupposti, non contestati, dell'effetto pro-concorrenziale e dell'incremento di efficienza del servizio del c.d. sistema ambiti”, in ragione

Tuttavia, il mantenimento di una centralità della funzione dei Comuni concedenti rispetto alle Stazioni appaltanti implica la necessità di uno stretto raccordo organizzativo.

L'assetto è complesso tenuto conto che spettano ai Comuni tutte le decisioni che riguardano la proprietà, la formalizzazione degli accordi con il precedente gestore, la formulazione degli indirizzi che sono alla base delle linee programmatiche di ambito.

I Comuni delegano le Stazioni appaltanti per le funzioni che sono loro proprie (preparazione e pubblicazione del bando di gara e del disciplinare – in conformità ai rispettivi modelli-tipo; aggiudicazione della gara; stipulazione del contratto di servizio e gestione del contratto stesso), salvo partecipare alla funzione di vigilanza e controllo sul gestore (tramite un comitato di monitoraggio costituito dai rappresentanti degli Enti locali concedenti, per un massimo di 15) e partecipare alla determinazione (assunta a maggioranza dai Comuni di ambito, in base alle utenze) di risoluzione del rapporto per gravi e reiterate inadempienze del contratto di servizio da parte del gestore.

La delega alla Stazione appaltante può essere più o meno ampia (potendo comprendere anche il reperimento, da parte della stessa, delle informazioni direttamente presso i gestori), senza che i Comuni siano mai esautorati delle proprie funzioni.

Ai Comuni spetta di fornire alla Stazione appaltante tutta la documentazione rilevante ai fini della predisposizione del bando di gara, gran parte della quale richiede, appunto, l'acquisizione di dati direttamente dai concessionari. Sotto questo profilo si registra una debolezza del sistema. Nel rapporto con i gestori, in particolare, i report delle Autorità di vigilanza mettono infatti in evidenza come gli enti concedenti abbiano svolto un ruolo definito "carente" (giudizio dell'ANAC³), limitandosi spesso ad una "presa d'atto" senza verifiche in concreto. Le cause sono ascrivibili, secondo l'Autorità, sia a scarsa consapevolezza del ruolo che a schemi di convenzione troppo risalenti.

Come si è detto, il reperimento diretto delle informazioni presso il gestore uscente, anche ai fini della verifica del valore di rimborso, può essere delegato alle Stazioni appaltanti. Si tratta di una delega che non determina il venir meno della responsabilità dell'ente locale, premesso che gli atti assunti devono essere sempre approvati, e in special modo la formalizzazione dell'accordo con il gestore uscente relativo alla determinazione dei valori di rimborso.

Ai singoli comuni spettano, infatti, anche valutazioni complesse come quelle relative alla determinazione dei valori di rimborso dell'impianto che il gestore entrante deve corrispondere al gestore uscente (cd VIR, valore industriale residuo), che ha una incidenza diretta sulla gara, perché sullo scostamento tra i valori VIR e RAB (*Regulatory Asset Base*), quest'ultimo relativo alla remunerazione del capitale investito per la realizzazione degli impianti e oggetto di riconoscimento in tariffa, è chiamata a esprimersi l'ARERA (ove lo stesso superi il 10%, circostanza ordinaria tenuto conto che il VIR, riproducendo i valori

del fatto che "la disposizione censurata rende applicabile la nuova disciplina degli affidamenti, evitando il rinnovo delle concessioni su base comunale e, con esse, l'ulteriore frazionamento delle gestioni".

³ Atto di segnalazione di Anac 17 ottobre 2018, n. 4.

convenzionali, è in genere superiore alla RAB)⁴. La questione influisce, infatti, direttamente sia sull'entità della tariffa che sull'ammontare della somma che il gestore entrante è tenuto a rimborsare, con inevitabili riflessi di estrema problematicità laddove i comuni (a monte) non raggiungano un accordo con i gestori uscenti.

Nel passaggio al nuovo regime, proprio l'individuazione dello stato di consistenza e di valutazione delle reti esistenti, con tutti i potenziali conflitti tra gestori ed Enti locali per la corretta identificazione della proprietà delle reti e la loro valutazione, costituisce un elemento di complessità, rispetto al quale si è cercato di introdurre modalità di standardizzazione attraverso l'introduzione delle Linee guida per il calcolo del VIR (di cui al dm22 maggio 2013), sulla cui applicazione è stato, tuttavia, da taluni evidenziato che potrebbero ancora essere opportunamente chiariti alcuni aspetti, al fine di agevolarne maggiormente l'impiego, ove previsto.

Più in generale, in relazione alla notevole attività burocratica che grava sui comuni, viene in evidenza il nodo dei poteri sostitutivi nei casi di grave inerzia degli enti locali nell'assolvimento dei propri compiti. L'AGCM non ha salutato favorevolmente la norma che ha abolito le sanzioni originariamente previste verso gli enti inadempienti (d.l. n. 210/2015, convertito con l. 21/2016)⁵, proprio nel presupposto delle conseguenze negative riconducibili alla impossibilità di sanzionare o, quantomeno, superare l'inerzia degli enti locali interessati per accelerare il processo di avvio delle gare⁶. Il principio di sussidiarietà che regge il sistema di riparto delle competenze tra enti territoriali implicherebbe "naturalmente" la riconduzione di poteri sostitutivi in capo all'ente territoriale "superiore" rispetto a quello titolare delle funzioni rimaste non adempiute. In assenza dell'intervento regionale la funzione passerebbe al Ministero, con le evidenti difficoltà organizzative di poter reperire una *task force* di esperti idonei ad assumere le funzioni di commissari ad acta.

Sotto questo profilo, la norma contenuta nell'art. 3 del d.m. 226/2011, in ordine all'intervento sostitutivo della Regione nell'avvio della procedura di gara, nonché la riformulazione della procedura operata con l'art. 4, comma 2 D.L. n.69/2013 (che prevede l'intervento del Ministero in caso di inerzia regionale) sono rimaste totalmente inapplicate.

1.2.2. La discrasia tra effettiva programmabilità degli interventi e necessità di una previsione certa, funzionale ai meccanismi di affidamento della gara

In base all'art. 9, c. 3, del dm 226/2011, la stazione appaltante deve redigere le linee guida programmatiche di ambito con le condizioni minime di sviluppo, differenziate in relazione al

⁴ La questione è molto controversa, nonostante i plurimi interventi normativi e regolatori che hanno tentato, nel tempo, di risolvere le criticità. Sul fitto intreccio di disposizioni in materia si v. il d.m. 22 maggio 2014, recante le linee guida per il calcolo del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas; nonché, in ultimo, la deliberazione di ARERA 905/2017/R/gas, aggiornata dalla deliberazione 130/2018/R/GAS, il cui allegato A reca il "testo delle disposizioni dell'Autorità in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare di ambito".

⁵ Le originarie sanzioni poste a carico ai Comuni che non avessero rispettato i termini per l'esecuzione delle attività strumentali all'indizione delle gare sono state abrogate con l'art. 3, comma 2 ter D. L. 30 dicembre 2015, n. 210 convertito con modificazioni, dalla Legge 25 febbraio 2016, n. 21 e mai più reintrodotte.

⁶ Atto di segnalazione 1633 dell'AGCM 12 novembre 2019, con il quale si invita il Ministero a intervenire in via sostitutiva per consentire un'accelerazione nel processo di indizione delle gare.

grado di metanizzazione raggiunto nel comune, alla vetustà dell'impianto, all'espansione territoriale e alle caratteristiche territoriali, in modo tale da garantire l'equilibrio economico e finanziario del gestore. Gli interventi previsti dalle linee programmatiche devono essere giustificati da un'analisi costi/benefici per i consumatori.

Riguardo le linee guida programmatiche di ambito, la stazione appaltante redige il documento guida per gli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento da effettuare nei singoli comuni, che funge da riferimento per la redazione, da parte dei concorrenti, del piano di sviluppo della rete e degli impianti.

Con riferimento a questo aspetto si pone un'ulteriore criticità della gara per l'affidamento delle concessioni di distribuzione gas: la discrasia tra il grado di previsione certa degli sviluppi desiderati del servizio (specie in termini di estensioni e potenziamenti) che è possibile per gli enti concedenti e il grado di precostituzione certa delle condizioni di gara, funzionali al confronto concorrenziale.

Gli enti locali si trovano di fronte, infatti, ad un quadro programmatico per diversi tratti incerto, o comunque non definibile con un sufficiente grado di attendibilità, relativo a un arco temporale lungo quanto la durata delle concessioni. Gli stessi strumenti urbanistici operativi (rispetto ai piani regolatori generali a tempo indeterminato) hanno termini che variano da 5 a 10 anni a seconda delle regioni.

Di questa condizione sembra avere consapevolezza l'art. 9, c. 4, del dm 226/2011, quando, nel definire i contenuti del documento guida stabilisce che debba contenere "gli interventi *di massima* di estensione della rete ritenuti compatibili con lo sviluppo territoriale del Comune e con il periodo di affidamento" (lett. a).

Il margine di incertezza è incrementato dalle prospettive di politica energetica nazionale che sembrano prefigurare sviluppi in direzione della decarbonizzazione, e più in generale, di un ridimensionamento nell'utilizzo del gas in favore di altre fonti energetiche, anche se il futuro ruolo del gas come fonte e come vettore energetico è oggetto di un ampio dibattito e visioni anche molto differenziate: ciò potrebbe portare a differenti decisioni nell'impiego delle infrastrutture energetiche, con riflessi di cui tener necessariamente conto ai fini della pianificazione del loro sviluppo, prima ancora che riguardo l'utilizzo di quelle già esistenti.

Questa condizione presuppone un apprezzamento dell'interesse pubblico, legato essenzialmente alle questioni di sviluppo e potenziamento delle reti, che possa essere soggetto a nuove valutazioni nel tempo, in una prospettiva che il meccanismo di gara sembrerebbe, almeno in prima battuta, escludere.

L'affidamento tramite una gara (sia essa aperta o ristretta) qual è quella scelta come metodo di selezione dal decreto Letta e dal dm 226/2011, presuppone, infatti, che l'oggetto di ciò che va a gara sia puntualmente definito nella *lex specialis* della gara, per l'intero periodo di svolgimento; e che, una volta aggiudicata la gara, le condizioni contrattuali siano modificabili entro i margini stabiliti dal codice, nel presupposto che un'ampia facoltà di modifica violerebbe il principio di par condicio di partecipazione alla gara.

1.2.3. La rigidità dei vincoli posti alla Stazione appaltante nella predisposizione dei documenti di gara e del contratto di servizio

La logica della gara presuppone che la Stazione appaltante predetermini l'intera regolamentazione attinente, non solo la *lex specialis* della gara, ma anche il contenuto del contratto che disciplinerà il rapporto tra ente concedente e gestore, in considerazione del fatto che gli operatori partecipanti alla gara devono essere posti nella condizione di poter presentare la propria offerta avendo già anticipatamente tutti gli elementi a ciò idonei.

Nell'ambito delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, la Stazione appaltante si muove nel complesso intreccio di una serie di vincoli:

- in base alla delega comunale dovrà redigere il documento programmatico sulla base dei desiderata espressi dai Comuni di ambito;
- ai fini della disciplina di gara e della regolazione del rapporto successivo, la Stazione appaltante dovrà uniformarsi ai bandi e al capitolato tipo predisposti dal Ministero (allegati al dm 226/2011), in ragione di evidenti esigenze di uniformità delle gare sul territorio nazionale, e al contratto di servizio-tipo predisposto dall'Autorità e approvato dal Ministero (con dm 5 febbraio 2013).

Quanto al primo punto, le Stazioni appaltanti sono chiamate a formulare le *Linee guida programmatiche di ambito* con le *condizioni minime di sviluppo* (in rapporto al grado di metanizzazione, alla vetustà impianti, all'espansione e alle caratteristiche territoriali), con tutto ciò che ne consegue in ordine alla necessità di razionalizzare dati disomogenei provenienti dai comuni, alla carenza di informazioni, know how e strumenti che consentano valutazioni tecniche complete e corrette (ad esempio l'assenza di modelli fluidodinamici) e all'assenza di modelli standardizzati di analisi costi benefici. Al riguardo, anche le pur interessanti e significative indicazioni delineate in proposito dall'ARERA nel DCO 410/2019/R/gas, non costituiscono ancora, tuttavia, un vero e proprio modello standardizzato di analisi costi benefici da poter prendere a riferimento. I Comuni, in particolare, mantengono il ruolo centrale di valutare gli elementi programmatici di sviluppo del proprio territorio per la durata degli affidamenti, lo stato del proprio impianto di distribuzione, il valore di rimborso delle reti e degli impianti al gestore uscente.

Quanto al secondo punto, i margini di scostamento rispetto ai bandi e ai capitolati tipo, per le Stazioni appaltanti, sono davvero ridotti e devono essere descritti in un'apposita nota giustificativa, nei limiti del rispetto degli elementi cardine del sistema: la prevalenza attribuita agli interventi di sviluppo e agli interventi in materia di sicurezza, nonché il mantenimento dell'equilibrio economico finanziario (non a discapito dell'equilibrio tariffario) del gestore.

Anche relativamente al contratto di servizio, le possibili modifiche rispetto al contratto tipo riguardano ambiti ristretti; l'orientamento di ARERA sembra, peraltro, richiamare le stazioni appaltanti al pedissequo rispetto del contratto di servizio tipo, annullando di fatto i residui spazi di discrezionalità della stazione appaltante.

1.2.4. Le valutazioni di ARERA e la sovrapposizione della logica regolatoria alla logica di gara

L'aspetto forse più problematico è, però, quello che attiene alle *verifiche di ARERA*. Oltre alla verifica degli scostamenti VIR/RAB, la possibile volontà della Stazione appaltante di scostarsi dal bando e dal disciplinare tipo è soggetta alla verifica di un modello di efficienza da parte dell'Autorità.

Nella disciplina delle gare gas –ma, ormai, anche in altri settori, come l'idrico o i rifiuti- si realizza infatti questo intreccio tra due sistemi che seguono una propria logica: il sistema della gara e il sistema della regolazione.

Il sistema della gara presuppone che l'amministrazione abbia una capacità di prefigurare in modo analitico le proprie esigenze connesse allo sviluppo del servizio e ai requisiti dell'operatore da selezionare, in modo tale da predefinire dettagliatamente tutto, con una limitata possibilità di scostamento successivo. Il meccanismo premiale della gara dovrebbe favorire chi riesce a offrire le migliori condizioni (verificabili) all'interno del quadro dato. La regolazione di ARERA segue un proprio sistema di meccanismi incentivanti che trovano nella tariffa il punto di snodo, nonché il discrimine tra ciò che può essere riconosciuto e ciò che non può esserlo (gravando, di conseguenza, sul concessionario l'onere della dimostrazione della sussistenza delle condizioni di riconoscibilità in tariffa).

Dalla sovrapposizione tra i due meccanismi discende che i margini di scostamento delle stazioni appaltanti sono oggetto di valutazione da parte dell'Autorità indipendente con un evidente aggravamento del sistema.

Peraltro, originariamente, il controllo dell'Autorità era strutturato secondo i meccanismi semplificatori del silenzio assenso (ove l'Autorità non si fosse espressa entro 30 gg l'assenso si considerava acquisito). Successivamente si è passati ad un diverso regime, che punta sulla definizione di apposite procedure semplificate: così la deliberazione di ARERA 905/2017/R/gas, aggiornata con la delibera 130/2018/R/gas, ha definito tre differenti procedure di verifica: il regime ordinario individuale per Comune; quello semplificato per Comune e quello semplificato d'ambito.

Il meccanismo semplificatorio è tale solo in apparenza: esso si basa sulla possibilità, sussistendo determinati presupposti, di ottenere una certificazione da un soggetto terzo, che è comunque soggetta a verifica dell'Autorità sotto il profilo della completezza delle informazioni riportate.

La tempistica di emanazione del bando è così fortemente condizionata da queste verifiche dell'Autorità, che pur non essendo formalmente vincolanti (tali cioè da inficiare l'efficacia o la validità del bando che non ne tenesse conto), sono però essenziali sotto il profilo tariffario: ove infatti la Stazione appaltante non abbia tenuto conto delle osservazioni dell'Autorità riguardo i VIR presentati, questa a sua volta è tenuta a darne evidenza pubblica segnalando che i valori VIR del bando non sono stati ritenuti idonei ai fini dei riconoscimenti tariffari (sempre ai sensi della citata deliberazione 905/2017/R/gas).

Vi è poi la valutazione che l'ARERA deve compiere sulla documentazione di gara, comprendente anche le linee programmatiche d'ambito per gli investimenti, in relazione alle quali l'eventuale mancato accoglimento delle osservazioni dell'Autorità, espone gli offerenti al rischio di possibile successivo mancato riconoscimento tariffario; condizione questa che genera una grande incertezza per i soggetti che intendono partecipare alla gara ed espone a contenzioso, il tutto ad evidente danno della concorrenza⁷.

Rispetto a tale quadro, la possibilità di introdurre termini perentori oltre il quale *il potere di verifica di ARERA si reputi consumato, al fine di impedire che il trascorrere del tempo eccessivo generi la paralisi delle gare, non appare una soluzione percorribile perché, in assenza di altre misure ad essa abbinata, potrebbe aumentare il rischio di bandi difformi che non riescono ad essere "lavorati" dall'Autorità nei termini previsti, in caso di molteplicità di Stazioni appaltanti che abbiamo presentato contemporaneamente la documentazione di gara per verifica. Questa condizione rischierebbe perciò di amplificare le incertezze in capo agli operatori circa le garanzie di riconoscibilità in tariffa di VIR e investimenti.*

Può essere utile piuttosto un'effettiva *standardizzazione delle informazioni che i Comuni devono trasmettere ad ARERA*, al fine di agevolarne il controllo, e *l'eliminazione dei controlli sovrapposti*: in particolare, ove si reputi necessario accogliere un meccanismo semplificatorio che veda il coinvolgimento di un certificatore terzo qualificato, prevedere che a campione l'Autorità possa ripeterne esattamente il controllo e che, in ogni caso, sia tenuta a verificare la completezza delle informazioni delle certificazioni, potrebbe aggiungere un'articolazione ulteriore al controllo anziché semplificarlo.

1.2.5. Il controllo di ARERA e la riconoscibilità in tariffa degli investimenti

La sovrapposizione tra la logica della gara e quella regolatoria genera una specifica fonte di incertezza nella formulazione delle offerte tecniche dei concorrenti, in ragione della questione della riconoscibilità in tariffa degli investimenti.

E' importante evidenziare che la normativa di settore ed in particolare il D.M. 226/2011, non fornisce alcuna indicazione in merito alle condizioni di riconoscibilità in tariffa degli investimenti su reti e impianti conseguenti l'espletamento delle gare, salvo prevedere a carico delle Stazioni Appaltanti e dei concorrenti, l'onere di redigere idonee analisi costi benefici che dimostrino la sostenibilità di quelli proposti (rispettivamente nel documento guida allegato al bando e nelle offerte tecniche).

Le prime indicazioni in merito alla riconoscibilità in tariffa degli investimenti sono state fornite da Arera a partire da inizio 2016⁸.

⁷ Anche per quanto riguarda i parametri di investimento rispetto ai quali l'Autorità abbia già chiarito la sicura esclusione dal riconoscimento tariffario, rimangono elementi di criticità nel meccanismo della gara, in quanto trattandosi di parametri che consentono di acquisire maggiore o minore punteggio, il meccanismo di gara si presta alla possibilità di presentare offerte che poi, nello svolgimento del contratto di affidamento, richiedono necessariamente, circa il loro rispetto, un attento controllo da parte della Stazione appaltante e dei Comuni appartenenti all'Atem.

⁸ Detta regolamentazione è andata via via formandosi ad opera di una serie di atti/chiarimenti dell'Arera di cui di seguito si riportano i principali (si evidenzia che la quasi totalità delle deliberazioni di Arera contenenti le osservazioni sui bandi via via analizzati, contengono precisazioni simili a quella per prima pubblicata inerente

Secondo recenti chiarimenti pubblicati da ARERA ⁹ “*ai fini dell’ammissione al riconoscimento tariffario gli interventi di estensione delle reti di distribuzione che siano giustificati da un’analisi costi-benefici valutata positivamente dall’Autorità devono rispettare le seguenti condizioni:*

1) il costo riconosciuto non sia superiore al costo individuato in sede di analisi costi-benefici (fatte salve esigenze di aggiornamento per riflettere le dinamiche dei prezzi dei fattori produttivi);

2) in fase realizzativa siano rispettate le previsioni relative all’acquisizione delle utenze sulla base delle quali sono state formulate le stesse analisi costi-benefici. In particolare, a consuntivo è necessario sia raggiunta una percentuale di connessioni alla rete pari almeno all’80% di quanto assunto nella curva di acquisizione progressiva delle utenze al fine della predisposizione dell’analisi costi-benefici. Nei casi in cui non sia raggiunta la percentuale dell’80% il riconoscimento dei costi è invece effettuato proporzionalmente alla percentuale di connessioni attive rispetto a quelle previste in fase di analisi costi-benefici. Appare quindi opportuno che gli interventi di estensione siano realizzati solo qualora, prima della realizzazione degli stessi, siano state acquisite manifestazioni di interesse all’allacciamento alla rete da parte dei clienti finali opportunamente formalizzate e vincolanti”.

Si tratta di indicazioni di valenza generale, estremamente rilevanti ma non ancorate ad una specifica regolazione di carattere generale (solo a provvedimenti assunti dall’Autorità con specifico riferimento a singole procedure di gara), che andrebbe effettivamente introdotta è più chiaramente declinata al fine di contribuire ad una maggiore certezza degli operatori che partecipano alle gare¹⁰.

1.2.6. Le novità introdotte dall’art. 114-ter della legge 17 luglio 2020, n. 77

Un ulteriore spazio di confronto interpretativo – data la non felice formulazione del disposto normativo - si apre con la disposizione inserita nel “Decreto Rilancio” (d.l. 19 maggio 2020, n. 34, convertito dalla legge 17 luglio 2020, n. 77), secondo la quale si considerano efficienti e già valutati positivamente ai fini dell’analisi costi-benefici per i consumatori le estensioni e i potenziamenti di reti ed impianti esistenti in comuni già metanizzati e le nuove costruzioni

l’Atem Milano 1) con regole che di volta in volta rendevano sempre più incerta la riconoscibilità in tariffa degli investimenti realizzati a seguito dell’aggiudicazione delle gare: -29.12.2015: Delibera 631/2015/R/gas - Osservazioni documentazione gara Atem MI1; - 27.01.2016: Chiarimenti sui riflessi tariffari connessi alla pubblicazione dei bandi di gara senza il rispetto dell’iter procedurale previsto; - 07.08.2017: Chiarimenti su riconoscimento investimenti reti distribuzione gas; - 11.12.2020: Chiarimenti Autorità in materia di riconoscimento degli investimenti relativi al servizio di distribuzione nelle gestioni d’ambito.

⁹ Si v. il comunicato “Gare gas: Chiarimenti dell’Autorità in materia di riconoscimento degli investimenti relativi al servizio di distribuzione nelle gestioni per ambito” dell’11 dicembre scorso - cfr. <https://www.arera.it/allegati/comunicati/201211.pdf>, così come anche ribadito nelle deliberazioni 525/2020/R/gas pubblicata il 29 dicembre 2020 e 572/2020/R/gas pubblicata il 12 gennaio scorso.

¹⁰ Esistono tra l’altro esempi nella disciplina di Arera: nel metodo per IU (Igiene Urbana), il prezzo di gara del servizio prevale sul prezzo del servizio che deriva dall’applicazione del metodo, se inferiore. Quindi il MTR (Metodo Tariffario Rifiuti) può essere derogato a favore della concorrenza che ha determinato un onere inferiore. Nel caso degli investimenti ritenuti congrui da SA e non da Arera, il medesimo principio dovrebbe essere applicato, seppure a rovescio. Arera ha sempre la sua tutela perché distributore è obbligato a ridurre i costi e quindi il sistema, anche se con più investimenti realizzati, conduce sempre a una economicità maggiore per gli interventi giustificati tramite ACB.

di reti ed impianti in comuni da metanizzare, con una declinazione fortemente divergente a seconda dell'interpretazione estensiva o restrittiva che si adotti, data la formulazione del disposto normativo non del tutto chiara, che può prestarsi a differenti interpretazioni.

Secondo, infatti, un'interpretazione o una lettura coerente con la nomenclatura e il titolo dell'articolo, la norma sarebbe riferibile ai comuni montani, aventi specifici requisiti (coerentemente al titolo della disposizione) e ad altri comuni che hanno presentato nei termini previsti la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno.

Secondo la lettura più estensiva, invece, ai comuni montani, nonché agli altri comuni di cui sopra, sarebbe riferibile solo la previsione di esclusione dell'analisi costi/benefici in ordine alla "*costruzione di reti e impianti in comuni da metanizzare*". Così facendo si "isolerebbe" la frase "*le estensioni e i potenziamenti di reti e di impianti esistenti nei comuni già metanizzati*", sganciandola dal riferimento ai comuni montani. Il risultato sarebbe quello di prevedere, in termini generali, l'esclusione dell'analisi costi/benefici per tutte le estensioni e i potenziamenti di reti e impianti esistenti in comuni già metanizzati.

La relazione illustrativa dell'articolato non offre elementi valutativi sufficienti ai fini di una corretta interpretazione della norma.

Poiché l'interpretazione letterale non offre elementi univoci e i lavori preparatori non sono determinanti, da un punto di vista sistematico non sfugge alla riflessione il fatto che l'analisi costi benefici trova proprio negli interventi di sviluppo della rete il suo ambito di maggiore significatività¹¹. Sarebbe perciò bizzarro che il legislatore, senza un chiaro intento espresso in tal senso, introducesse una modifica così rilevante, senza una rivisitazione dell'istituto e moltiplicando l'incertezza: secondo questa interpretazione, infatti, cosa ne sarebbe della costruzione delle reti e degli impianti in comuni da metanizzare ma *non* montani? O il discrimine è tra comuni montani/non montani o tra comuni da metanizzare/già metanizzati?

Peraltro riguardo le disposizioni dell'art. 114-ter del decreto-legge 19 maggio 2020, n.34, come introdotto dalla legge di conversione 17 luglio 2020, n.77, anche ove interpretate come riferite solo ai Comuni montani e ai Comuni con domanda di contributo per il programma di metanizzazione del Mezzogiorno, l'ARERA, prima di avviare il procedimento per l'applicazione delle disposizioni di tale articolo di legge, ha indirizzato a Parlamento e Governo una specifica segnalazione (406/2020/I/gas), manifestando preoccupazioni in ordine ai potenziali rilevanti effetti distorsivi che deriverebbero dalla sua attuazione.

Tutto ciò a testimonianza dell'intreccio e della sovrapposizione di differenti logiche tra normativa e regolazione, che determinano inevitabilmente difficoltà e risultano di ostacolo ad una lineare e più semplice impostazione delle procedure di affidamento della distribuzione gas.

¹¹ Ciò risulta dal complesso degli atti regolatori di ARERA che la riguardano, a partire dalla deliberazione 468/2018/R/gas in tema di requisiti minimi dei piani di sviluppo della rete di trasporto, concettualmente di validità generale, alla successiva deliberazione attuativa 230/2019/R/gas, in tema di criteri applicativi della metodologia di Analisi Costi Benefici, ancora specificamente riferiti alla rete di trasporto ma anch'essi di valenza generale, fino all'Appendice 2 del DCO 410/2020/R/gas recante "Linee guida per lo svolgimento di analisi costi-benefici per le gare gas".

1.3. Le concessioni di servizio alla luce del nuovo codice dei contratti pubblici (d. lgs. 50/2016)

Come è noto, la Direttiva 2014/23/UE è stata la prima dedicata espressamente alle concessioni di servizi e di lavori ed è stata recepita dal legislatore italiano in un'apposita sezione del codice dei contratti pubblici (la parte III del d. lgs. n. 50/2016).

La nuova disciplina fa salva la specialità del quadro normativo che si analizza, in materia di procedure di affidamento del servizio di distribuzione del gas. Infatti, ai sensi dell'art. 216, c. 27 *quinquies* del codice, alle procedure di aggiudicazione dei contratti di concessione del servizio di distribuzione del gas naturale continuano ad applicarsi le disposizioni del d.lgs. n. 164/2000, in quanto compatibili con il codice, nonché le norme in materia di organizzazione obbligatoria delle gare a livello di ambiti. Resta ferma la durata massima delle concessioni in dodici anni.

Ai sensi della nuova normativa, la concessione è un contratto centrato sul concetto di rischio operativo, con ciò intendendo "il rischio legato alla gestione dei lavori o dei servizi sul lato della domanda o sul lato dell'offerta o di entrambi, trasferito all'operatore economico. Si considera che l'operatore economico assuma il rischio operativo nel caso in cui, in condizioni operative normali, per tali intendendosi l'insussistenza di eventi non prevedibili, non sia garantito il recupero degli investimenti effettuati o dei costi sostenuti per la gestione dei lavori o dei servizi oggetto della concessione. La parte del rischio trasferita all'operatore economico deve comportare una reale esposizione alle fluttuazioni del mercato tale per cui ogni potenziale perdita stimata subito dall'operatore economico non sia puramente nominale o trascurabile" (art. 1, c.1, lett. zz). Ciò è dovuto al fatto che nei contratti di concessione come definiti all'articolo 3, comma 1, lettere uu) e vv), la maggior parte dei ricavi di gestione del concessionario proviene da servizi resi al mercato e non da un corrispettivo versato dalla stazione appaltante.

Per questo il concetto di rischio operativo si lega strettamente al principio di equilibrio economico finanziario del concessionario, che giustifica la possibilità che sia stabilito un prezzo (accanto alla remunerazione rappresentata dal prezzo del servizio pagato dagli utenti) e che deve essere ripristinato nel caso di sopravvenienze non imputabili a colpa del concessionario. Nella logica della direttiva, il rischio è uno specifico profilo differenziale della concessione rispetto all'appalto e configura la prima come comportante un rapporto necessariamente trilatero (tra concessionario, concedente ed utente): per loro natura (nell'ottica europea) le concessioni di servizi si riferiscono ad attività erogate verso gli utenti, che ne costituiscono la principale fonte di remunerazione.

È utile precisare che, per quanto concerne l'attività di distribuzione del gas naturale, gli utenti si identificano di regola con le società di vendita che stipulano con il distributore il contratto di trasporto del gas (vettoriamento) e non con i clienti finali che utilizzano il gas in proprio. Questi ultimi sono utenti del servizio soltanto nei casi residuali in cui chiedano direttamente l'allacciamento alla rete di distribuzione del gas naturale senza rivolgersi alle società di

vendita del gas, cui peraltro debbono necessariamente fare riferimento per l'attivazione della fornitura.

Va infine anche ricordato, per completezza, che l'art. 216 comma 17 quinquies D.Lgs. n.50/2016 stabilisce che alle procedure di aggiudicazione dei contratti di concessione del servizio di distribuzione del gas naturale indette dalle amministrazioni aggiudicatrici continuano ad applicarsi le disposizioni di cui al d. lgs 164/2000, in quanto compatibili con la Parte III del codice, nonché di cui all'articolo 46-bis, commi 1, 2 e 3 del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e all'articolo 4 del decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98.

1.3.1. Elementi comuni tra concessione e appalto in una prospettiva di aumentata flessibilità

Nonostante questa chiara configurazione trilatera, la direttiva (e conseguentemente il codice) non si occupa della concessione nel suo aspetto di attività doverosa nell'interesse degli utenti: questi ultimi quasi non sono nominati e l'istituto viene disciplinato proprio al fine di assimilarne i meccanismi di selezione a quelli dell'appalto, quindi nella prospettiva della garanzia del mercato.

Ai sensi della nuova disciplina, alle concessioni si applicano le norme in materia di appalti *per quanto compatibili* (principi comuni, clausole sociali, pubblicità dei bandi, ruolo del RUP, fasi delle procedure di affidamento/evidenza pubblica, requisiti, criteri di aggiudicazione, modalità di comunicazione agli offerenti, termini, esecuzione).

Le conseguenze di questa assimilazione sono potenzialmente molto significative per le gare di affidamento del servizio di distribuzione del gas, perché alle concessioni sono applicabili tutti quegli istituti che, per effetto delle direttive unificate del 2004, prima, e del 2014, poi, sono stati recepiti nel nostro ordinamento al fine di ampliare gli spazi di flessibilità delle procedure, di discrezionalità dei committenti pubblici e di coinvolgimento degli operatori di mercato, specie in presenza di contratti complessi. Tali istituti derivano dall'acquisita consapevolezza che il mercato dei contratti pubblici è più esposto a fallimenti (in termini economici) in presenza di un potere pubblico interamente vincolato e privato di quella possibilità di "apprendimento" che sola può derivare da uno scambio di carattere negoziale con chi opera nel mercato stesso.

Un esempio significativo in tal senso è rappresentato dal *dialogo competitivo*, procedura che trova come proprio presupposto la necessità per l'amministrazione che indice la gara di definire, in modo dialogato con il mercato, le proprie esigenze relativamente all'oggetto della gara stessa. Tale procedura combina spazi di confronto negoziale "a più voci", diretti a chiarire preventivamente l'entità e le caratteristiche stesse del bisogno dell'amministrazione, con spazi di procedura concorrenziale volta a selezionare le offerte migliori in ordine al migliore assetto realizzativo dell'interesse pubblico. Pur nella complessità di una possibile trasposizione di tale procedura nell'ambito degli affidamenti del servizio di distribuzione del gas, è innegabile la sollecitazione che può derivare dalla possibilità di introdurre spazi di flessibilità e di confronto negoziale, volti a superare parte delle segnalate asimmetrie informative che caratterizza la posizione delle stazioni appaltanti.

L'approccio "manageriale" nella gestione dei contratti pubblici è desumibile anche dalla configurabilità, ai sensi del nuovo codice, del RUP quale responsabile sempre più vicino al profilo di un *Project Manager*. Vengono in rilievo, sotto questo profilo, le linee guida (interpretative del codice) dell'ANAC n. 3/2016 (aggiornate nel 2017), secondo le quali, a decorrere dalla data di entrata in vigore del nuovo sistema di qualificazione delle stazioni appaltanti "il RUP dovrà possedere ... adeguata competenza quale Project Manager, acquisita anche attraverso la frequenza, con profitto, di corsi di formazione in materia di Project Management". E ancora: «È necessario enfatizzare le competenze di pianificazione e gestione dello sviluppo di specifici progetti, anche attraverso il coordinamento di tutte le risorse a disposizione, e gli interventi finalizzati ad assicurare l'unitarietà dell'intervento, il raggiungimento degli obiettivi nei tempi e nei costi previsti, la qualità della prestazione e il controllo dei rischi».

Ciò induce a riflettere sulla necessità che le Stazioni appaltanti siano dotate di professionalità capaci di poter assolvere adeguatamente ai compiti e all' "attitudine" che si richiede ai RUP, specie ove si acceda ad una maggiore discrezionalità da spendere nell'affidamento di contratti complessi quali sono quelli delle concessioni in questione.

Altri aspetti per i quali la concessione è assimilata all'appalto nel nuovo codice sono quelli relativi all'apertura alla più ampia partecipazione di operatori, anche di piccole dimensioni, mediante i meccanismi dei raggruppamenti di impresa e dell'avvalimento. Non sfugge l'importanza che il rafforzamento di tali istituti potrebbe rappresentare, nell'ambito delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, al fine di alimentare il mercato concorrenziale, contribuendo altresì alla differenziazione che, nei diversi ambiti territoriali, può meglio rispondere alle esigenze delle amministrazioni concedenti. Sotto questo profilo, la stessa AGCM (nella citata segnalazione AS 1262 del 2016) ha rappresentato l'esigenza che, nell'ambito della disciplina speciale degli affidamenti del servizio di distribuzione del gas, siano eliminate talune barriere alla partecipazione alle gare, rappresentate, ad esempio, ai requisiti piuttosto stringenti previsti dal dm 226/2011 per la partecipazione di concorrenti di modeste dimensioni in RTI.

1.3.2. Elementi differenziali della concessione rispetto all'appalto nel nuovo codice

In direzione della segnalata maggiore flessibilità si collocano le disposizioni del nuovo codice che definiscono un regime differenziato delle concessioni rispetto all'appalto, nel capo appositamente dedicato.

In primo luogo, viene in evidenza il *principio di libera amministrazione*, secondo il quale "le amministrazioni aggiudicatrici sono libere di organizzare la procedura per la scelta del concessionario, [...] di decidere il modo migliore per gestire l'esecuzione dei lavori e la prestazione dei servizi per garantire un livello elevato di qualità, sicurezza, ed accessibilità, la parità di trattamento e la promozione dell'accesso universale e dei diritti dell'utenza nei servizi pubblici" (art. 166). È significativo del fatto che il legislatore presuppone un'autonomia delle amministrazioni concedenti che, come si è visto, nel settore delle concessioni di distribuzione del gas non esiste o comunque risulta molto più limitata, in forza della specifica disciplina che la caratterizza.

Pur assimilando le concessioni agli appalti per molti aspetti relativi alle procedure di affidamento, non c'è dubbio che la disciplina delle prime sembra definire ulteriori ambiti di maggiore elasticità, specie nella fase preliminare alla conclusione del contratto.

In particolare, *per le concessioni da affidarsi con la procedura ristretta* (quindi una delle ipotesi previste per le gare per il servizio di distribuzione del gas, insieme alla procedura aperta nel caso in cui uno dei gestori uscenti detenga una quota di mercato superiore al 60%), nel bando può essere previsto che l'amministrazione aggiudicatrice possa indire, prima della scadenza del termine di presentazione delle offerte, una *consultazione preliminare* con gli operatori economici invitati a presentare le offerte, al fine di verificare l'insussistenza di criticità del progetto posto a base di gara sotto il profilo della finanziabilità, e possa provvedere, a seguito della consultazione, ad adeguare gli atti di gara aggiornando il termine di presentazione delle offerte, che non può essere inferiore a trenta giorni, decorrenti dalla comunicazione agli interessati (art. 165, c. 3).

In sede di aggiudicazione la stazione appaltante può, inoltre, condurre liberamente *negoziazioni* con i candidati e gli offerenti, con il limite che l'oggetto della concessione, i criteri di aggiudicazione e i requisiti minimi non possono essere modificati nel corso delle negoziazioni (art. 171 c. 7).

Si tratta di novità significative, riguardo le quali dovrebbe essere valutata la possibilità integrare, con opportune modalità, l'attuale disciplina speciale degli affidamenti del servizio di distribuzione del gas, attraverso una modifica del dm 226/2011.

1.3.3. Circa la natura (pubblicistica o privatistica) della concessione di servizi

L'assimilazione, per molti aspetti, del regime giuridico della concessione di servizi all'appalto (fermo restando la diversa centralità dell'elemento rischio nella prima) ha portato autorevoli esponenti della dottrina amministrativistica a ritenere che vi sia un'attrazione di questo istituto verso la sfera privatistica. Sembra così superata quella configurazione pubblicistica della concessione di servizi che la inquadrava come un particolare procedimento organizzativo dell'amministrazione, in virtù della quale era trasferito al privato l'esercizio di una serie di funzioni e poteri, pur mantenendone l'ente concedente la titolarità (Cass. Sez. Un. n. 24824/2015; Cons. Stato sez. VI, n. 3571/2015).

Ciò è evidente nella limitazione, per l'amministrazione, del potere di incidere unilateralmente sul contratto concluso: laddove in passato il contratto di concessione era ancillare al provvedimento, che ne costituiva il fondamento (si v. le concessioni – contratto), ora la concessione è il contratto, e nella modifica delle condizioni ivi pattuite (anche se motivate dalla mutate esigenze degli utenti) l'ente concedente è tenuto a rispettare i limiti dello *ius variandi* previsti per i contratti pubblici.

Anche sotto il profilo giurisdizionale c'è un'assimilazione della concessione di servizi all'appalto in quanto risulta estesa la Direttiva ricorsi anche alle concessioni, con annessa facoltà del giudice amministrativo di dichiarare, una volta annullata l'aggiudicazione, l'inefficacia del contratto.

Si può aggiungere che la connotazione pubblicistica delle concessioni rispetto agli appalti sembra riemergere nel regime dei poteri che incidono sull'esecuzione, come i poteri di

risoluzione, autotutela e caducazione del contratto, che assumono una connotazione particolare, pur nell'assimilazione all'esecuzione degli appalti (ai sensi del codice).

In ogni caso non c'è dubbio, in conclusione, che *gli spazi di flessibilità che sono stati segnalati con riferimento alla disciplina dell'affidamento delle concessioni di servizio nella nuova disciplina, andrebbero ove possibile introdotti e valorizzati anche per le gare gas.*

1.4. Ipotesi di rimodulazione del rapporto concessorio:

1.4.1. Esigenze di ricercare una rimodulazione del rapporto concessorio in altri istituti relativi all'affidamento di prestazioni e servizi da parte delle pubbliche amministrazioni

Una delle problematiche che emerge dagli operatori a vario titolo coinvolti negli affidamenti del servizio gas attiene alla fissità del rapporto concessorio. La sua dilatazione nel tempo e la sua predeterminazione costituisce elemento fisiologico nell'ambito della disciplina della concessione di servizio pubblico e costituisce, altresì, presupposto per consentire l'assunzione del rischio da parte del concessionario e per programmare interventi effettivi nell'ambito del rapporto. Tuttavia, proprio la predeterminazione dei contenuti del servizio, in particolare anche per quanto attiene gli interventi sugli impianti costituisce, sulla base di quanto emerso nel corso dei lavori del Laboratorio, un elemento di possibile criticità tanto per le stazioni appaltanti e gli enti locali ricompresi in un Ambito, quanto per gli operatori economici, così che su di esso si impone una riflessione.

Si avverte quindi l'esigenza di valutare se vi siano istituti o strumenti che consentano di innestare una maggiore modularità nel rapporto concessorio, che permetta al tempo stesso agli operatori e alle stazioni appaltanti di gestire in modo efficiente il servizio, tenendo conto sia delle esigenze di programmazione degli operatori, che della flessibilità necessaria alle amministrazioni in relazione al possibile mutare delle esigenze nel corso degli anni. In tali considerazioni non si può comunque prescindere da un presupposto fondamentale quale è l'immodificabilità dell'oggetto della prestazione, legato alla procedura concorsuale che determina l'affidamento della concessione e che, nel rispetto dei principi comunitari di pubblicità, trasparenza e parità di trattamento, impone di non dare corso a variazioni sostanziali del rapporto rispetto all'assetto definito nella fase concorsuale dell'affidamento, se non a determinate rigide condizioni (v. infra).

Tenendo quindi presente questi elementi, da un lato, e la rigidità che l'articolazione di una procedura di gara determina sul successivo rapporto concessorio, si è quindi provato a ipotizzare l'individuazione di soluzioni alternative che consentano, nell'ambito degli strumenti già noti al sistema degli affidamenti pubblici e della disciplina comunitaria recepita nel nostro ordinamento, di perseguire una maggiore modularità del rapporto concessorio, la cui durata pluriennale rischia di divenire un elemento di scarsa aderenza alle esigenze degli enti territoriali coinvolti nel servizio e quindi, in definitiva, di inefficienza del sistema degli affidamenti del servizio gas.

In questo percorso si è ritenuto di provare a verificare la possibilità di “esportare” nell’ambito del sistema concessorio istituti che hanno avuto evoluzione nell’ambito della disciplina, comunitaria e interna, dei contratti pubblici. Operazione che presuppone di tenere conto delle peculiarità del rapporto concessorio e dei quadri normativi differenti, di cui si è detto nel paragrafo che precede.

Nell’ambito dei lavori del Laboratorio si è cercato di valutare se il codice dei contratti pubblici come da ultimo definito nel D.lgs. n. 50/2016 e s.m.i.¹², consenta di individuare istituti o strumenti che si prestino a una più acconcia definizione del rapporto concessorio proprio con riguardo alle peculiari esigenze emerse nel settore gas. Si è trattato di un’operazione volta a ponderare ipotesi di interventi, anche propositivi, senza toccare il quadro normativo o individuando quali siano, eventualmente, le innovazioni che, ove introdotte, possano consentire di modulare il rapporto tenendo conto di strumenti presenti nel nostro ordinamento e che possono essere messi in azione alla bisogna. In ogni caso, poiché le previsioni generali sui contratti pubblici non possono andare disgiunte dal regime peculiare che governa il settore del servizio di distribuzione del gas, qualunque soluzione operativa dovrà essere considerata anche in rapporto alla disciplina già cristallizzata nel contratto di servizio tipo predisposto dall’Autorità (oggi ARERA) e approvato dal Ministero dello sviluppo economico con D.M. 5 febbraio 2013, in attuazione dell’art. 14 d.lgs. 164/2000. Come noto in sede di esame preliminare della documentazione di gara ex art. 9 c. 2 D.M. 226/2011 ARERA analizza, valuta e si esprime anche sugli scostamenti dalla documentazione tipo (bando e disciplinare) come giustificati dalla Stazione Appaltante nell’apposita nota, nonché sulle linee guida programmatiche d’ambito¹³ e su eventuali clausole difformi da quelle contenute nel contratto di servizio tipo¹⁴. Operativamente, quindi, l’introduzione di regole per gestire “eventi” sopravvenuti in costanza del rapporto e tali da impattare sulla sostenibilità della concessione dovrà essere presumibilmente modulata a partire dalla predisposizione delle linee guida programmatiche che recano le condizioni minime di sviluppo e devono essere tali da consentire l’equilibrio economico finanziario del Gestore (art. 9 DM 226/2011). In questo modo si potrebbero parallelamente congegnare clausole contrattuali *ad hoc* corrispondenti a scenari già delineati nelle linee guida programmatiche così da assicurare un quadro complessivamente coerente all’interno del singolo ATEM.

L’analisi è stata quindi condotta all’interno del Laboratorio avendo in particolare a riferimento l’istituto dell’accordo quadro (istituto tipico della disciplina dell’appalto e non previsto nell’ambito delle concessioni) ricostruendone i contenuti per evidenziarne i possibili elementi di utilità nell’ambito delle concessioni di servizio, ma anche le divergenze dal modulo concessorio, tenendo conto dell’approfondimento condotto nella parte che precede su tali diversi rapporti nell’ordinamento.

¹² Cfr. art. 216 c. 27-quinquies D.lgs. n. 50/2016. Si veda altresì la circolare direttoriale del 23 marzo 2017 prot n. 7342 del Ministero dello Sviluppo Economico – Direzione generale per la sicurezza dell’approvvigionamento e le infrastrutture energetiche.

¹³ Sull’attività consultiva dell’Autorità si veda, oltre al DM 226/2011, la disciplina articolata da AEEGSI (oggi ARERA) nella deliberazione 27 dicembre 2017 n. 905/2017/R/GAS.

¹⁴ Recentemente, ad esempio, ARERA deliberazione 9 dicembre 2020 n. 525/2020/R/GAS e delibera 22 dicembre 2020 n. 572/2020/R/gas.

Sulla base di tale ricostruzione è stata effettuata un'analisi verificando quali elementi, della fase di valutazione delle offerte degli operatori economici, possano favorire una maggiore flessibilità del rapporto concessorio, tenendo conto dei parametri che il legislatore -e l'Autorità di Regolazione- hanno individuato per la determinazione degli atti di gara. L'attenzione è stata quindi centrata sui parametri di valutazione dell'offerta tecnica ed economica, e sullo schema di contratto tipo, per verificare se possano essere predisposti in modo tale da favorire una successiva modularità del rapporto secondo le esigenze degli enti locali coinvolti e tenendo naturalmente conto dei parametri necessari per l'effettuazione profittevole del servizio da parte degli operatori.

1.4.2. La disciplina dell'accordo quadro tra modularità delle prestazioni e predeterminazione degli affidamenti conseguenti

L'istituto che presenta, nell'ambito del sistema degli affidamenti di prestazioni esterne all'amministrazione, un carattere di modularità e adattabilità alle esigenze che si rivelino nel corso del tempo (e da parte di soggetti differenti) è indubbiamente l'accordo quadro, disciplinato dal d.lgs. 50/2016 e lì definito come l'accordo concluso tra una o più stazioni appaltanti e uno o più operatori economici, il cui scopo è quello di stabilire le clausole relative agli appalti da aggiudicare durante un dato periodo, in particolare per quanto riguarda i prezzi e, se del caso, le quantità previste (art. 3 c. I lett. iii) d.lgs. 50/2016).

Sin dalla sua definizione si evidenzia come l'istituto costituisca uno strumento per la definizione di ulteriori procedure di affidamento, indicando solo le linee essenziali di tali separati -e ancora indefiniti- momenti di acquisto. Ed in effetti, l'accordo quadro trova nel codice dei contratti pubblici disciplina all'interno degli strumenti introdotti dal legislatore per gestire gli affidamenti in forma aggregata.

L'art. 54 del D.Lgs. 50/2016 prevede che le stazioni appaltanti possano concludere accordi quadro di durata non superiore a quattro anni nei settori ordinari e a otto nei settori speciali entro cui rientra la distribuzione del gas naturale, allo scopo di aggiudicare successivamente appalti basati sul medesimo accordo.

Se l'accordo quadro è concluso con un solo operatore economico, gli appalti successivi sono aggiudicati nei limiti e alle condizioni indicate nell'accordo stesso, con possibilità per l'operatore di "completare" la propria offerta (art. 54 c. 3). E, in caso di accordo quadro con più operatori economici (ipotesi ovviamente inattuabile nel settore del servizio di distribuzione gas), l'esecuzione dell'accordo avviene secondo i termini e le condizioni già indicati nell'accordo senza riaprire il confronto competitivo, ovvero riaprendo in tutto o in parte il confronto competitivo, se l'accordo quadro non contiene tutti i termini che disciplinano la prestazione.

Quanto alla sua durata, il legislatore la determina in un tempo non superiore ai quattro anni per gli appalti nei settori ordinari e agli otto anni per gli appalti nei settori speciali, salvo in casi eccezionali, debitamente motivati in relazione, in particolare, all'oggetto dell'accordo quadro.

Un altro aspetto rilevante nella disciplina dell'istituto è che le amministrazioni aggiudicatrici parti dell'accordo devono essere tutte individuate nell'avviso di indizione di gara o nell'invito a confermare interesse, senza possibilità di definizioni successive.

La flessibilità attiene alla definizione di dettaglio della disciplina dei singoli affidamenti, rimessa agli appalti basati sull'accordo quadro, che però non possono mai comportare modifiche sostanziali alle condizioni fissate nell'accordo quadro. Tanto è vero che l'amministrazione aggiudicatrice può consultare per iscritto l'operatore economico parte dell'accordo quadro, chiedendogli di completare, se necessario, la sua offerta.

Ma l'accordo quadro ha anche l'utilità di poter essere concluso con più operatori economici: in tal caso l'esecuzione avviene secondo i termini e le condizioni dell'accordo quadro, senza riaprire il confronto competitivo, se l'accordo quadro contiene tutti i termini che disciplinano la prestazione dei lavori, dei servizi e delle forniture, nonché le condizioni oggettive per determinare quale degli operatori economici parti dell'accordo quadro effettuerà la prestazione. E come determinare chi eseguirà le prestazioni è determinazione assunta sulla base delle condizioni indicate nei documenti di gara per l'accordo quadro, con decisione motivata in relazione alle specifiche esigenze dell'amministrazione. Se, invece, l'accordo quadro non contiene tutti i termini che disciplinano la prestazione dei lavori, dei servizi e delle forniture, occorre riaprire il confronto competitivo tra gli operatori economici parti dell'accordo quadro utilizzando le stesse condizioni applicate all'aggiudicazione dell'accordo quadro, se necessario precisandole, e le altre condizioni indicate nei documenti di gara per l'accordo quadro. In tali casi, l'amministrazione aggiudicatrice consulta per iscritto gli operatori economici che sono in grado di eseguire l'oggetto del singolo affidamento che intende assegnare e fissa un termine per presentare l'offerta, che viene formulata in modo secretato, così da ripetere una competizione vincolata al prezzo tanto da assegnare la singola prestazione a chi ha presentato l'offerta migliore sulla base dei criteri di aggiudicazione fissati nei documenti di gara per l'accordo quadro.

Si consideri poi che il codice detta previsioni specifiche per gli accordi quadro nei settori speciali, prevedendo che gli appalti basati su un accordo quadro siano aggiudicati in base a regole e criteri oggettivi che possono prevedere la riapertura del confronto competitivo tra gli operatori economici parti dell'accordo quadro concluso. Tali regole e criteri sono indicati nei documenti di gara per l'accordo quadro e garantiscono parità di trattamento tra gli operatori economici parti dell'accordo. Ove sia prevista la riapertura del confronto competitivo, l'ente aggiudicatore fissa un termine sufficiente per consentire di presentare offerte relative a ciascun appalto specifico e aggiudica ciascun appalto all'offerente che ha presentato la migliore offerta in base ai criteri di aggiudicazione stabiliti nel capitolato d'onere dell'accordo quadro. L'istituto trova il proprio presupposto nella direttiva 2014/24/UE, cui occorre guardare per valutare se vi siano elementi che ne consentano l'adattamento nell'ambito del sistema concessorio.

Ed in effetti, la direttiva comunitaria prevede che le amministrazioni aggiudicatrici possano concludere accordi quadro, a condizione che applichino procedure in linea con il sistema europeo degli affidamenti, trattandosi di accordi conclusi tra una o più amministrazioni aggiudicatrici e uno o più operatori economici allo scopo di definire le clausole relative agli appalti da aggiudicare durante un dato periodo, in particolare per quanto riguarda i prezzi e,

se del caso, le quantità previste. La necessità, ripresa nella norma interna, che le amministrazioni aggiudicatrici siano chiaramente individuate nell'avviso di indizione di gara o nell'invito a confermare interesse è indicata nella direttiva, che evidenzia gli elementi indispensabili perché l'accordo non si traduca in uno stravolgimento dei principi comunitari sulla pubblicità, trasparenza, parità di trattamento e non discriminazione in sede di affidamenti di commesse pubbliche. In tal senso è la previsione della direttiva secondo cui gli appalti basati su un accordo quadro non possono in nessun caso comportare modifiche sostanziali alle condizioni fissate nell'accordo quadro; nonché l'indicazione che quando un accordo quadro è concluso con un solo operatore economico, gli appalti basati su tale accordo quadro sono aggiudicati entro i limiti delle condizioni fissate nel medesimo e la consultazione dell'operatore ai fini del successivo affidamento attiene al completamento, se necessario dell'offerta resa in gara. Laddove, per contro, vi siano più operatori economici con cui è concluso l'accordo quadro, si delineano le procedure già richiamate nella norma del codice dei contratti sopra esaminata.

1.4.3. Gli elementi dell'accordo quadro al vaglio della giurisprudenza interna e comunitaria

Da quanto appena delineato emerge come l'accordo quadro abbia la finalità di stabilire le clausole relative ai futuri contratti (prezzi e quantità da definire), che divengono condizioni non modificabili in modo *sostanziale* nei contratti a seguire.

Per tale ragione esso rientra nella parte sulle modalità comuni delle procedure di affidamento e come strumento per l'aggregazione delle committenze (accanto alle aste elettroniche e ai sistemi dinamici acquisizione).

Gli elementi di rilievo della disciplina sono, come visto, che la durata non supera i quattro anni per gli appalti nei settori ordinari e gli otto anni per gli appalti nei settori speciali, e che vi possono aderire solo le amministrazioni individuate all'indizione di gara. Ma la modularità di questa forma di acquisizione è data dalla possibilità, in caso di accordo con unico operatore, di consultare per iscritto l'operatore economico parte dell'accordo quadro, chiedendogli di completare, se necessario, la sua offerta. È poi consentito - ed è la flessibilità che spesso fa privilegiare l'accordo quadro negli affidamenti di servizi "periodici" (quali ad esempio le manutenzioni) - dare corso all'accordo con più operatori. In questo caso si riapre il confronto competitivo se l'accordo non contiene tutti i termini che disciplinano la prestazione.

In altri termini, ciò che rileva è il rapporto tra l'accordo quadro e gli affidamenti «a valle» del medesimo, i quali, come evidenzia l'art. 54 c. II d.lgs. 50/2016, "*...non comportano in nessun caso modifiche sostanziali alle condizioni fissate nell'accordo quadro...*".

È quindi evidente come con tale strumento il legislatore cerchi di coniugare l'indefettibile predeterminazione, in sede di procedura aperta al mercato, del contenuto della prestazione con l'esigenza di determinare, in un momento successivo e secondo le esigenze degli enti parti dell'accordo, le singole prestazioni oggetto di affidamento. Per questo la direttiva comunitaria evidenzia come gli accordi quadro non devono essere utilizzati in modo improprio o distorsivo della concorrenza (considerando n. 61 della direttiva 2014/24/UE).

Ed in effetti, le esigenze di flessibilità nella programmazione degli acquisiti non possono comportare un uso distorto dell'istituto, come evidenziato dalla giurisprudenza. È stato infatti evidenziato che la lacunosità dell'accordo quadro, ovvero sia il limitato rinvio a determinazioni successive senza indicazioni sul contenuto dei successivi appalti specifici, è estranea al modello delineato dal legislatore ed è quindi illegittima (T.a.r. Milano, sez. IV, 7 novembre 2016, n. 2057).

A presupposto della definizione di un accordo quadro vi deve essere un ruolo guida di un'amministrazione che agisce per sé e per altre che non sono direttamente parti di tale accordo. Una stazione appaltante può bandire un accordo quadro anche nell'interesse di altra amministrazione aggiudicatrice e non è necessario un previo accordo con l'altra p.a., né che le altre amministrazioni sottoscrivano tale accordo, ma è necessario invece che la seconda amministrazione aggiudicatrice figuri tra i beneficiari potenziali di tale accordo quadro sin dalla data della sua conclusione e che tale seconda amministrazione aggiudicatrice sia chiaramente individuata in uno dei documenti di gara mediante una menzione esplicita che soddisfi i requisiti di pubblicità, certezza del diritto e trasparenza.

Tale elemento non pare presentare particolari caratteri di utilità nell'ambito delle gare per l'affidamento del servizio gas, atteso che in tale sede l'agire "per conto" di altre amministrazioni è in realtà ricondotto nell'ambito della disciplina degli ambiti territoriali.

Piuttosto, l'elemento di rilievo che potrebbe tornare utile nell'ambito delle procedure per l'affidamento del servizio gas è la flessibilità delle forniture e servizi oggetto dell'accordo, di cui nell'ambito dell'accordo quadro deve essere determinata sin dall'inizio la quantità massima e, quindi, il valore stimato da prendere in considerazione come riferimento. Tale quantitativo viene definito sulla base delle esigenze delle amministrazioni parti dell'accordo, che quindi partecipano alla definizione del contenuto, considerato minimo, dell'affidamento.

Dall'altra parte, però, il rischio che l'accordo quadro diventi uno strumento che non definisce l'effettivo contenuto dell'affidamento è all'origine dell'attenzione riservata alla disciplina della procedura da parte della giurisprudenza anche comunitaria: si stabilisce infatti che le condizioni e le modalità della procedura di aggiudicazione devono essere formulate in maniera chiara, precisa e univoca nel bando di gara o nel capitolato d'oneri, poiché in tal modo gli offerenti sono informati e l'autorità aggiudicatrice può verificare se le offerte rispondano ai criteri fissati (Corte di Giustizia C-216/17).

Il contenuto dell'accordo è quindi ricompreso nella definizione del valore complessivo delle prestazioni come limite massimo entro il quale gli accordi successivi potranno essere sottoscritti, individuando nel bando e nel capitolato le prestazioni specifiche, indefinite nella quantità effettiva ma entro il massimo indicato nel bando.

1.4.4. Dall'accordo quadro alla concessione di servizio: una verifica sugli elementi di flessibilità nella valutazione dell'offerta e nel piano di sviluppo

Evidenziati così i caratteri dell'istituto, occorre ora considerare se l'accordo quadro si adatti alle esigenze delle concessioni del servizio di distribuzione gas. L'analisi dovrà tenere presente la strutturale diversità tra l'appalto e la concessione di servizi ricordata nel precedente contributo. Partendo da una considerazione di fondo, si deve rilevare come, in

effetti, accordo quadro e concessione del servizio gas condividano la *ratio* del «contrattare per altri», il che farebbe pensare a una possibilità di adattare il modello dell'accordo quadro alla concessione di servizi, così da recuperare i profili di modularità e flessibilità sopra indicati.

Occorre però tenere in considerazione gli ulteriori caratteri della disciplina dell'accordo quadro, evidenziati dalla giurisprudenza: come è stata sottolineato, l'accordo quadro è un c.d. *pactum de modo contrahendi*, un contratto normativo che non ha effetti reali ma vincola la successiva volontà contrattuale delle stesse parti (Corte dei Conti per la Campania, Sez. Contr., 6 giugno 2018, n. 77; parere di ANAC n. 213/2013).

Occorre quindi chiedersi se l'accordo quadro, delineato come vincolo per il futuro, sia uno strumento utilizzabile nell'ambito degli affidamenti di concessioni di servizio nel settore gas, tenendo conto che è un istituto che reca in sé il rischio di favorire affidamenti diversi da quelli oggetto dell'originaria competizione di gara. L'accordo in definitiva individua le clausole dei futuri contratti ma, nel fare questo, occorre evitare che sia vanificata la procedura ad evidenza pubblica, finendo per favorire affidamenti che sono slegati dai criteri fissati *ex ante* e che quindi si tradurrebbero in un affidamento diretto (Tar Lombardia, sez. II, 24 gennaio 2020, n. 174).

Le difficoltà di trasferire i moduli propri degli appalti nell'ambito delle concessioni vengono confermate dall'esame dell'accordo quadro, la cui flessibilità attiene profili che non consentono di superare quelle criticità che sono alla base della ricerca di soluzioni alternative nell'ambito delle concessioni di servizi. Per questo l'istituto dell'accordo quadro non si configura come riferimento utile ad ispirare eventuali revisioni o evoluzioni del quadro normativo, per quanto attiene lo strumento di riferimento per l'affidamento del servizio.

Nello specifico, la modularità si iscrive in un quadro di prestazioni definito, e in divenire nel solo elemento quantitativo, laddove nel servizio gas si può porre un problema di aggiornamento e variazione degli interventi sulla rete e nella possibilità di incidere sul piano predisposto dall'aggiudicatario.

Per tale ragione pare utile considerare alcuni aspetti che potrebbero condurre a una diversa articolazione del rapporto concessorio tenendo conto delle esigenze flessibili degli enti coinvolti. Occorre partire dalla considerazione che i Comuni devono orientare i contenuti del bando di gara e contribuiscono alla determinazione del valore di rimborso per l'uscente e alla mappatura degli interventi di estensione e manutenzione rete.

Tale determinazione del valore della futura commessa deve essere declinata nell'offerta che ciascun concorrente deve presentare e che viene vagliata al fine di individuare l'offerta economicamente più vantaggiosa.

Ed in effetti, nell'ambito dell'offerta economica l'operatore indica i metri di rete per cliente per cui la concessionaria si impegna a realizzare estensioni successive e non previste nel piano di sviluppo e in Comuni disagiati (punti A3 e A4), di cui la stazione appaltante deve valorizzare il peso ponderale nell'offerta. Simmetricamente a tale contenuto dell'offerta, lo schema di Contratto di servizio prevede l'impegno dell'impresa concessionaria ad estendere la rete.

Ma soprattutto, l'offerta deve indicare il piano di sviluppo e ottimizzazione di reti e impianti per l'adeguamento e ammodernamento dell'esistente (per il quale sono previsti 45 punti, che quindi "pesano" considerevolmente sulla valutazione dell'offerta). Proprio la determinazione di tali profili si traduce quindi in una diversa premialità in sede di gara e, quindi, in una competizione articolata sui diversi Piani di Sviluppo.

Quel che si intende evidenziare è quindi che, stante l'inadattabilità degli strumenti propri degli appalti al modulo concessorio, la ricerca di soluzioni di flessibilità che rendano l'offerta selezionata capace di rispondere alle esigenze delle amministrazioni nel corso del tempo va ricercata nella corretta formulazione degli atti di gara e dei pesi attribuiti ai criteri di valutazione delle offerte.

Pur nei ristretti margini di autonomia lasciati alla stazione appaltante dal d.m. 226/2011, si deve ricercare in tale sede, e, quindi, nei criteri di valutazione delle offerte, margini per consentire di selezionare una proposta che consenta di tutelare le esigenze di variabilità in relazione alla modificabilità degli interventi ritenuti necessari.

Esemplificando, si potrebbe considerare una diversa valorizzazione dei criteri di valutazione dell'offerta economica lasciati alla determinazione della stazione appaltante (punti A2, A3, A4) e il peso attribuito ai sub-criteri di valutazione del Piano di Sviluppo degli impianti (che con i 45 punti previsti di fatto assume grande rilievo in gara). La stazione appaltante potrebbe modulare il peso ponderale dei criteri in relazione alle esigenze concrete, ma con particolari attenzioni, poiché si tratta di un aspetto potenzialmente critico (che potrebbe finire per premiare - e quindi selezionare - offerte che "promettono" incrementi consistenti, ma che poi si traducano in esecuzioni non corrispondenti a quanto offerto). Per contro, tale adeguamento del peso delle voci dell'offerta dovrebbe servire a garantire la maggiore aderenza possibile alle esigenze degli Enti, definite tramite la valorizzazione dei diversi parametri di valutazione dell'offerta tecnica e dell'offerta economica. Ciò, nel rispetto dei vincoli derivanti dall'invariabilità dell'affidamento per esigenze di tutela della concorrenza e della disciplina sulle modifiche in costanza di rapporto concessorio (di cui si dirà in seguito), garantendo gli spazi di flessibilità già previsti dal legislatore in termini di esigenze non previste. Tutto ciò, beninteso, tenendo presente i rischi che premiare la capacità di adeguamento dello sviluppo della rete potrebbe generare sulla gara e sulla possibilità di selezionare l'offerta economicamente più vantaggiosa. Si tratta, quindi, di un elemento da considerare, ma tenendo conto del rischio di sconfinare in offerte non realizzabili o, peggio, di premialità che in definitiva vadano a considerare l'elemento prezzo come preminente, il che tradirebbe la logica di queste procedure di gara (oltre ai pericoli che ne conseguirebbero nel caso di offerta individuata secondo logiche del massimo ribasso, non ammissibili).

Si è ben consci che non si tratta di elementi che stravolgono l'assetto delle modalità di svolgimento delle procedure di gara, ma consentirebbero comunque di "sfruttare" i, pur limitati, meccanismi già insiti nel quadro normativo attuale.

Ed in effetti, si ritiene qui che il momento di predisposizione degli atti di gara e di determinazione dei punteggi sia poco utilizzato dalle amministrazioni come fase per poter addivenire alla selezione di un'offerta effettivamente meritevole. Ma, come si vedrà, molto dipende dalla rigidità di fondo dello schema di disciplinare di gara tipo delineato dal

legislatore. Sotto questo profilo, occorre quindi considerare i margini che il d.m. 226/2011 rimette alla discrezionalità delle stazioni appaltanti quanto alla determinazione dei criteri di valutazione e al loro peso sia per la componente economica che per quella tecnica.

Dal punto di vista dell'offerta economica, il decreto fissa dei "tetti" come limite di attribuzione del punteggio (28 punti) da ripartire nei criteri secondo un sistema che individua i massimi attribuibili per ciascun parametro. E così, l'attenzione si centra sui metri di rete per cliente per cui la concessionaria si impegna a realizzare estensioni non previste nel piano di sviluppo (criterio A3) e – opzionalmente - sui metri che l'operatore si impegna a realizzare in Comuni con particolari condizioni di disagio (criterio A4), parametri per i quali il d.m. lascia libere le stazioni appaltanti di determinare il peso all'interno della componente economica. Premiare questo criterio rischia di rendere l'offerta non realizzabile o, peggio, di spostare il peso della gara sul versante economico, finendo per inquadrarla surrettiziamente come una procedura al massimo ribasso. Il che non è quanto si intende perseguire, sì che questo aspetto di modularità va considerato con particolare cautela, cercando di individuare altrove gli spazi in cui maggiormente incidere sui criteri di valutazione onde favorire offerte in linea con le esigenze mutevoli del periodo di affidamento.

Pertanto, se pure la valorizzazione di queste due voci dell'offerta economica dovrebbe quindi tendere a stimolare proposte competitive degli operatori dal punto di vista dell'incremento dei metri di rete nel corso del rapporto concessorio, in misura ulteriore rispetto a quanto previsto nel piano di sviluppo e, quindi, in estensione rispetto alle esigenze già programmate nell'arco temporale di riferimento, ne derivano criticità sull'assetto complessivo della gara. Tuttavia, vanno ricercati gli aspetti che consentirebbero di modulare il rapporto concessorio, dal punto di vista dell'estensione dell'infrastruttura, oltre i termini e contenuti del piano di sviluppo e, quindi, tenendo conto delle esigenze che in sede di pianificazione non erano ponderabili. E spostandosi su altri elementi, in quanto il peso, pur rilevante, della componente economica, è comunque – e deve essere - una parte non decisiva della complessiva offerta.

Nell'ottica di riuscire a premiare offerte che garantiscano quella flessibilità e miglioramento del servizio che perseguono le stazioni appaltanti e che la rigidità del rapporto concessorio e la sua fissità per un periodo prolungato nel tempo rischia di minare, risulta per contro non funzionale la previsione, di cui al d.m. 226/2011, che limita la premialità degli investimenti di efficienza energetica nell'ambito gestito aggiuntivi rispetto agli obblighi del distributore: ad essi è assegnato un massimo di soli 5 punti sui 28 previsti per la componente economica dell'offerta. Peraltro, tale previsione limitando gli investimenti di efficienza energetica al solo ambito gestito ed esponendo l'aggiudicatario ad una imprevedibile futura evoluzione del costo per il conseguimento dei corrispondenti TEE (titoli di efficienza energetica), comporta una serie di criticità da altri punti di vista, in relazione alle quali è stato da più parti segnalata la necessità di una diversa declinazione di tale parametro dell'offerta.

La predeterminazione dei contenuti del servizio dal punto di vista degli interventi sugli impianti è elemento in sé ineludibile, ma che nella disciplina attuale è sottoposto a due tensioni contrastanti. Da un lato, vi sono previsioni in tema di valutazione dell'offerta (si veda il criterio C1 al pt. 7) che premiano l'estensione di rete offerta solo se giustificata con una "accurata logica di ottimizzazione tecnico/economica", sulla base dei sub-criteri individuati

dal medesimo d.m. 226/2011. Il che amplia la discrezionalità della stazione appaltante, che andrà graduata con la definizione dei sub-criteri di valutazione. Dall'altro lato, però, si avverte l'esigenza di riuscire a canalizzare le procedure di gara in modo tale da premiare gli investimenti effettivamente utili e sostenibili anche in una prospettiva di evoluzione di scenario.

In generale, l'articolazione del sistema di valutazione dell'offerta economica da parte del d.m. 226/2011 delinea una limitata adattabilità alle esigenze che le stazioni appaltanti possono incontrare nell'ambito della durata del servizio, premiando in maniera non adeguata le componenti economiche che riguardino interventi modulari sulla rete e sull'efficientamento, con ciò disincentivando gli operatori economici da condotte propositive su tali aspetti, fermo restando che per quanto riguarda l'efficienza energetica gli interventi attuabili sugli impianti di distribuzione gas risultano estremamente limitati, mentre interventi da eseguire in altri settori rischiano di introdurre condizioni di notevole indeterminatezza e di notevole asimmetria tra gestore uscente ed altri partecipanti, e andrebbero quindi esclusi sotto questo punto di vista.

Ma il terreno che maggiormente consentirebbe di utilizzare il momento competitivo della selezione del concessionario per individuare un'offerta che possa stare al passo con le esigenze dell'amministrazione nel corso del tempo è quello relativo alla componente tecnica della proposta articolata in gara, nell'ambito della quale la stazione appaltante potrebbe articolare in sub-criteri i parametri di valutazione dell'offerta tecnica. Senonché, il d.m. 226/2011, come si vedrà subito, giunge sino alla determinazione anche di tali sub-criteri lasciando così ridotti margini alle stazioni appaltanti. Nello specifico, si consideri che nell'ambito dei criteri di sicurezza e qualità viene riconosciuto un massimo di 22 punti ai livelli di sicurezza offerti dall'impresa, e di – soli - 5 punti ai livelli di qualità offerti dall'impresa.

Il riferimento a questi due parametri si rivela però insoddisfacente. Per quanto attiene i livelli di sicurezza offerti dall'impresa, il margine per un'articolazione di sub criteri di valutazione è davvero risibile, atteso che tale criterio premia, come evidenzia l'allegato 3 recante il disciplinare di gara tipo, i livelli incrementali, rispetto ai livelli obbligatori già fissati dall'Autorità di regolazione, che l'impresa concorrente si impegna a rispettare nell'ambito oggetto di gara in ciascun anno del periodo di affidamento, per parametri di sicurezza tutti delineati nel medesimo disciplinare di gara. Immaginare quindi uno spazio di autonomia della stazione appaltante pare davvero poco ragionevole.

L'altro parametro, relativo ai livelli di qualità offerti, presenta una capacità di incidenza davvero contenuta, ed è questa una criticità del disciplinare tipo, che assegna soli 5 punti a quest'ultimo, con un'incidenza quindi davvero contenuta sul peso complessivo dell'offerta. Si tratta di un criterio che, per contro, avrebbe consentito di determinare la competizione su parametri qualitativi, da indirizzare nell'ambito di sub criteri di valutazione secondo le esigenze delle singole stazioni appaltanti. Per contro il disciplinare tipo prevede che si prenda a riferimento la determinazione sulla Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas che viene fissata dall'Autorità e, su tale base, si individua la modalità premiale secondo la formula indicata nel disciplinare.

Dalla disciplina esaminata emerge quindi l'esigenza di coniugare l'attribuzione del potere di regolazione della qualità del servizio in capo all'Autorità, con l'esigenza di valutare e premiare in gara le offerte, rifuggendo da criteri meramente qualitativi che evidentemente sollevano la preoccupazione di risultare segnati dalla discrezionalità amministrativa e, quindi, dall'incertezza. Lo spazio all'autonomia della stazione appaltante non dovrebbe, però, essere visto in un'accezione negativa, poiché solo una declinazione della disciplina di gara secondo le effettive esigenze della singola stazione appaltante, e, quindi, nell'esercizio della discrezionalità amministrativa correttamente indirizzata a finalità meritevoli di tutela, rende la procedura un effettivo luogo di competizione tra i partecipanti e, al contempo, la corretta modalità per individuare l'offerta "migliore" (nel mix di qualità e prezzo) per gli Enti interessati.

Si noti al riguardo che, nell'ambito del predetto criterio di valutazione, è prevista annualmente la verifica del rispetto degli impegni assunti dall'impresa aggiudicataria, assumendo sempre a riferimento la determinazione dei livelli di qualità fissati dall'Autorità di regolazione. La scelta del disciplinare di gara tipo è quindi quella di riservare un ruolo centrale alla regolazione del servizio, con evidente finalità di riuscire a perseguire livelli di qualità omogenei tra le diverse gestioni e, in definitiva, sul territorio nazionale. Tale disciplina trova poi la sua declinazione nell'articolazione delle penali contrattuali in caso di inadempimento in costanza di rapporto, che consentono di "presidiare" il rispetto dei livelli di qualità, da un lato, e degli elementi proposti dall'offerente, dall'altro, ferma restando la graduazione della penale in funzione della gravità e tipologia di inadempimento, un aspetto che consente di regolare la fase di esecuzione del rapporto in modo tale da presidiare l'attività dell'affidatario.

Ma è il Piano di sviluppo degli impianti, cui il disciplinare di gara tipo assegna sino a 45 punti, il terreno dove poter provare a valutare la flessibilità degli interventi necessaria alle stazioni appaltanti. In sé la struttura pianificatoria è, per definizione, lontana dalla modularità degli interventi mutevoli nel tempo e, quindi, rende più complicato poter tenere conto delle esigenze volta per volta emerse sulla base dell'evoluzione del contesto esterno e, in particolare, dello scenario energetico.

La durata del rapporto concessorio, e la modalità stessa in cui si determina l'affidamento del servizio all'operatore economico, impone una programmazione pluriennale che consenta a quest'ultimo di gestire il rischio dell'affidamento nell'ambito di un piano di investimenti e di interventi che sia predeterminato e funga così da bilanciamento all'aleatorietà propria del servizio a rilevanza economica (cosa in sé possibile ove vi sia modo di intervenire in senso tariffario).

Per questo non può prescindere dalla pianificazione e non può ad essa assegnarsi una valenza negativa. Ma il piano degli interventi di sviluppo degli impianti può divenire, se correttamente definito in sede di offerta e, quindi, correttamente valutato in sede di gara, il luogo in cui cercare di introdurre la modularità del rapporto tra stazione appaltante e operatore concessionario, affinché sia tenuto conto il più possibile delle esigenze variabili, quale elemento strutturale della concessione.

È così che parametri come la valutazione degli interventi di estensione e potenziamento della rete ed impianti, per i quali è previsto un *range* di punteggio tra 5 e 20 punti, possono divenire la sede per considerare le proposte degli operatori -e premiarle- non solo nei termini di dimensione, ma anche di capacità di variazione secondo sopravvenute esigenze. Allo stesso modo, la valutazione degli interventi per mantenimento in efficienza della rete ed impianti, alla quale è assegnato il medesimo *range* compreso tra 5 e 20 punti, può essere il momento in cui premiare offerte che non siano solo *quantitativamente* consistenti in punto di definizione dell'efficientamento, ma che prevedano una variabilità secondo quanto venisse delineato durante il rapporto. Non di meno, anche una corretta valutazione dell'innovazione tecnologica, pur di minore impatto sull'offerta tecnica (massimo 10 punti), può aiutare a selezionare offerte realmente competitive in termini di flessibilità degli aggiornamenti, su un terreno che per definizione trova nella pianificazione "a monte" un ostacolo alla capacità di tenere conto delle novità susseguitesi nel tempo durante il rapporto concessorio.

È d'altra parte vero che il Piano di Sviluppo riguarda in via principale gli interventi sulla rete e sugli impianti per l'adeguamento, ammodernamento e potenziamento degli impianti di distribuzione esistenti al momento dell'affidamento, e ha ad oggetto il potenziamento per far fronte alle nuove utenze acquisibili in funzione dei piani urbanistici dei Comuni, sulla base di quanto indicato nei diversi documenti guida predisposti all'interno dell'ambito. In tal modo, la disciplina è strutturata avendo a presupposto uno sviluppo indirizzato a una pianificazione, che assume come riferimento i documenti predisposti a tal fine sul territorio interessato dal servizio e che tiene conto del suo sviluppo, anch'esso programmato *ex ante* dai diversi enti locali ricompresi nel servizio. Ed è altresì vero che, per i criteri di valutazione che sono stati qui messi in evidenza, il disciplinare di gara tipo si premura di giungere a delineare anche l'articolazione dei sub-criteri, lasciando uno spazio davvero contenuto alla stazione appaltante per discostarsi da quanto ivi indicato.

Questi elementi non consentono di "sfruttare" pienamente la determinazione degli atti di gara come momento per premiare offerte modulari, considerato sia i contenuti che deve avere il Piano sia il fatto che, in definitiva, i parametri di valutazione sono tutti già scritti, e lo sono in una modalità che non assume a significativo riferimento la flessibilità del rapporto nel corso degli anni. La valutazione del Piano degli Interventi di estensione della rete è data sulla base del grado di dettaglio del progetto, dell'ottimizzazione tecnica ed economica e dell'estensione della rete, ma relativamente al recepimento dello studio guida e, quindi, di un elaborato ancora a monte, la cui corretta redazione è quindi presupposto per la buona riuscita degli interventi in sede concessoria. Allo stesso modo, gli interventi per il mantenimento in efficienza degli impianti attengono alla proposta di interventi di sostituzione per rinnovo della rete e hanno a riferimento i documenti guida e le relazioni sullo stato della rete, e quindi ancora un aspetto pianificatorio del servizio.

1.4.5. La ricerca della flessibilità del rapporto concessorio nell'ambito del contratto e della pianificazione: una difficile coabitazione

Sulla base dei rilievi sopra svolti emerge quindi che la fase di gara presenta rigidità dovute sia al modulo competitivo stesso che alla predeterminazione delle regole di valutazione delle

offerte da parte del legislatore, che rendono estremamente limitati gli spazi per favorire una competizione sulle componenti variabili del servizio e, quindi, l'individuazione di un'offerta che tenga adeguatamente conto di questi aspetti. È comunque un profilo che non va pretermesso e che, come si tornerà a evidenziare qui subito appresso, presuppone anche una corretta pianificazione a monte.

D'altra parte, l'ulteriore momento di possibile valorizzazione degli elementi flessibili del rapporto concessorio è la fase contrattuale, nel rispetto della bozza di contratto di servizio delineata come schema di contratto tipo dall'Autorità di Regolazione e poi approvata dal Ministero ai sensi dell'art. 14 c. l d.lgs. 164/2000. Un profilo di criticità è legato all'incertezza degli investimenti inseriti nell'offerta tecnica, sulla base delle valutazioni dell'operatore economico e dell'analisi, che la stazione appaltante deve valutare e che divengono impegno contrattuale. Secondo lo schema di contratto il Gestore è tenuto a realizzare, assumendone gli oneri economici e organizzativi, nel territorio di Comuni già metanizzati, estensioni della rete di distribuzione non previste dal Piano di Sviluppo degli Impianti entro i limiti del numero di metri di rete per cliente, individuati nell'Offerta, su richiesta degli interessati. Si tratta di un margine lasciato alle realizzazioni non predeterminate nel Piano.

L'altro aspetto che rileva nello schema di contratto sono gli interventi di manutenzione, atteso che in base allo schema di contratto il Gestore realizza, assumendone gli oneri economici ed organizzativi, tutti gli interventi di Manutenzione Ordinaria e Straordinaria delle reti e degli impianti previsti nell'Offerta. L'offerta torna quindi a essere parametro di riferimento, ed in questo lo schema concessorio evidenzia i suoi limiti: proprio gli interventi che per tipologia più potrebbero rientrare nell'ambito delle prestazioni assicurabili mediante accordo quadro sono qui definiti a priori e non secondo quanto accade in costanza di rapporto.

Il rapporto contrattuale tiene naturalmente conto degli interventi di cui emerge l'esigenza, prevedendo che il Gestore realizzi immediatamente, assumendone gli oneri economici ed organizzativi, tutti gli interventi di Manutenzione Ordinaria e Straordinaria, anche non previsti nell'Offerta che si rendessero necessari per garantire la sicurezza e la continuità del servizio. Ma si tratta di una previsione che attiene l'ovvia necessità e urgenza non ponderabile, riguardando il rischio trasferito sul concessionario, e non di un meccanismo per aggiornare costantemente il rapporto contrattuale e gli adempimenti del gestore.

Pur comprendendosi le esigenze di flessibilità delle stazioni appaltanti, la fissità del contratto di servizio non può essere assunta a elemento negativo: la vincolatività del contratto di servizio è garanzia di certezza per gli operatori sui contenuti del rapporto (modalità di determinazione delle tariffe, termini di pagamento, risorse a disposizione), secondo le linee guida dell'Autorità di regolazione. Ma non è solo a tutela dell'operatore economico che, a fronte di un rapporto pluriennale, ha esigenza di definire certezze in tale rapporto: il contratto è anche strumento di controllo delle prestazioni e di tutela dell'utenza. D'altra parte, è evidente come le criticità sottese a questa rigidità rappresentino un problema non solo per la stazione appaltante, ma per tutti e, in definitiva, per l'interesse pubblico e la collettività.

Per questo di una predeterminazione dei contenuti delle prestazioni non può in definitiva farsi a meno: il programma di esercizio, il programma degli investimenti, gli standard

qualitativi e i meccanismi incentivanti l'efficienza rappresentano contenuti minimi del contratto di servizio. Tuttavia, il contratto di servizio può essere l'atto in cui inserire previsioni che favoriscano una modularità di aggiornamento del piano di sviluppo degli impianti tenendo conto delle esigenze in fase di esecuzione del servizio. In tal modo, l'aderenza alla variazione delle esigenze nel tempo sarebbe quantomeno considerata nel rapporto contrattuale e potrebbe così darsi attuazione alle previsioni – sopra accennate - di cui all'art. 175 d.lgs. 50/2016, che consentono – pur nel rispetto dei requisiti soggettivi e di limiti di valore – le modifiche rese necessarie a fronte di circostanze non altrimenti prevedibili da parte della stazione appaltante. Affinché tale facoltà di modifiche successive del contratto non si traduca in un'illegittima variazione degli elementi essenziali dopo la celebrazione della procedura di gara, si potrebbe – in una logica *de iure condendo* - giungere a individuare alcuni limiti a tale variazione del contratto. In tal senso, si potrebbe specificare che, in ogni caso, non potrà giungersi a modifiche superiori al 50% del valore dell'appalto (con ciò dando esplicitazione a una previsione generale già ricompresa nel d.lgs. 50/2016), e che in tutti i casi le modifiche dovranno essere allineate con i requisiti soggettivi di capacità economica e capacità tecnica dell'affidatario (sì da non determinare affidamento a un soggetto che ne sia in realtà privo). Quanto poi alle motivazioni della variazione del contratto, sempre in una prospettiva di introdurre previsioni a chiarimento di tale facoltà, potrebbero delinearsi le ragioni in presenza delle quali la modifica sia possibile, riconducendo a ipotesi di imprevedibilità dell'evento (atteso che, diversamente, non si giustificerebbe la variazione). In tal senso, si potrebbero indicare il nuovo andamento del processo di decarbonizzazione, così come situazioni congiunturali non considerabili all'avvio della procedura di gara, il che è ben possibile considerata la durata su cui si articola il rapporto al momento dell'affidamento, che impedisce di tenere conto di tutte le variabili future.

Ma al di là degli spazi che si sono cercati qui di enfatizzare, permane come linea di fondo una rigidità di sistema, che rende difficoltoso adattare progressivamente nel corso del tempo il rapporto concessorio alle esigenze e volontà delle amministrazioni coinvolte nel servizio.

1.4.6. Modularità del rapporto concessorio ed equilibrio economico finanziario: alla ricerca di possibili soluzioni che tengano conto dell'esigenza di operatori e stazioni appaltanti

L'equilibrio economico finanziario della gestione, determinato sulla base dei presupposti e delle condizioni del piano economico finanziario, secondo il codice dei contratti pubblici, a sua volta, *“rappresenta il presupposto per la corretta allocazione dei rischi”* operativi che si assume il concessionario nell'espletamento dell'attività oggetto dell'affidamento (D.lgs. n. 50/2016, art. 165, c. 2). Nella stessa linea il Regolamento criteri (D.M. 226/2011) stabilisce all'art. 9, comma 3 che *“Le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito devono essere tali da consentire l'equilibrio finanziario del gestore”*.

Con particolare riferimento alle concessioni di servizi pubblici, il raggiungimento ed il mantenimento dell'equilibrio economico finanziario valgono a garantire la qualità e la continuità del servizio per l'intero periodo di durata della concessione.

Tra le condizioni che determinano l'equilibrio economico finanziario ha notevole rilievo un elemento che assume peculiare importanza ai nostri fini, ossia la durata della concessione: che deve essere proporzionata ai tempi di recupero degli investimenti.

Trattandosi di un rapporto di durata e dato che le condizioni di equilibrio economico finanziario di quest'ultimo sono definite al momento della stipula della convenzione e/o contratto di servizio, può accadere che, nel periodo di esecuzione della concessione, sopravvengano circostanze di diritto o di fatto che, andando ben oltre il normale rischio operativo ordinariamente accollato sull'operatore economico, determinino uno squilibrio del piano economico finanziario sulla scorta del quale viene gestito il servizio pubblico.

A differenza di quanto è previsto nella disciplina civilistica nel caso di un sensibile mutamento del sinallagma contrattuale (si veda l'art. 1467 c.c.), per le concessioni l'art. 165, D.lgs. n. 50/2016, al comma 6 primo e secondo periodo, indica, per questi casi, una generale preferenza per la conservazione della concessione, mediante la rideterminazione di condizioni di equilibrio¹⁵.

A questo scopo la prima cosa da verificare è che il documento all'equilibrio del piano economico e finanziario, che giustifica l'adozione di misure volte al suo ripristino, non sia riconducibile al concessionario, bensì sia imputabile a sopravvenienze che esorbitano dai rischi che egli si è assunto al momento dell'assegnazione della concessione e che detto pregiudizio non possa essere riconducibile alla sua responsabilità. Riferendoci anche ad alcune situazioni di cui si è parlato nel corso dei lavori del Laboratorio, si possono considerare i seguenti esempi: l'emanazione di norme che introducono un nuovo metodo tariffario, l'adozione di nuovi atti di pianificazione che si ripercuotono sul documento guida per gli interventi di estensione e richiedono la modifica di alcune previsioni della convenzione, il verificarsi di eventi di forza maggiore assolutamente imprevedibili (quali epidemie o catastrofi naturali), o nuove richieste dell'amministrazione concedente giustificate dalla necessità di realizzare nuovi investimenti non previsti originariamente.

Il verificarsi di condizioni di questo genere *può* comportare la revisione del piano economico finanziario da attuare mediante la rideterminazione delle condizioni di equilibrio. In caso di mancato *accordo* sul riequilibrio del piano economico finanziario, sancisce l'ultima parte del comma 6 dell'art. 165, le parti possono recedere dal contratto. Le espressioni adoperate dal legislatore¹⁶ sembrano indicare che l'unica strada per addivenire ad un riequilibrio del sinallagma tra le parti non possa che essere un procedimento di negoziazione tra le parti medesime.

D'altro canto, il complesso normativo di riferimento lascia intendere con sufficiente chiarezza che, nel caso delle peculiari contingenze cui si è fatto cenno, si possa accedere alla revisione del piano economico finanziario, solo ove si ricostruiscano condizioni contrattuali

¹⁵ L'art. 165 c. 6, D.Lgs. n. 50/2016 stabilisce che: *“Il verificarsi di fatti non riconducibili al concessionario che incidono sull'equilibrio del piano economico finanziario può comportare la sua revisione da attuare mediante la rideterminazione delle condizioni di equilibrio. La revisione deve consentire la permanenza dei rischi trasferiti in capo all'operatore economico e delle condizioni di equilibrio economico finanziario relative al contratto”*.

¹⁶ La formulazione del primo periodo del comma 6 ove compare l'espressione “può comportare” sembra far riferimento ad una facoltà, ma ancor più indicativo è ovviamente il riferimento all'accordo quale strumento attraverso cui realizzare il riequilibrio e la cui mancanza è presupposto della facoltà di recesso.

che, sia pure in un contesto mutato, riproducano i criteri qualitativi originari ed attestino il permanere tra le parti delle condizioni dell'equilibrio originario. È essenziale, a tal scopo, che non venga ad essere alterato l'accollo all'operatore economico del rischio operativo, da declinare secondo proporzioni simili a quelle previste all'atto dell'affidamento. Altrimenti – e questo profilo è cruciale – qualora ne risultasse alterata l'allocatione del rischio in capo all'operatore economico, la revisione verrebbe a rappresentare una “modifica sostanziale” del rapporto di concessione: quest'ultima, infatti, richiede l'espletamento di una nuova procedura di affidamento¹⁷. Per essere più precisi, la modifica di una concessione durante il periodo della sua efficacia, secondo quanto prevede l'art. 175, al comma 7, è considerata sostanziale, quando altera considerevolmente gli elementi del contratto originariamente statuito. Per queste ragioni, sia pure in un contesto fattuale che impone un adeguamento delle pattuizioni contrattuali originarie, si può considerare non sostanziale una modifica che, mantenendo inalterato l'accollo del rischio operativo sul concessionario, riproduca tra le parti le condizioni dell'equilibrio originario e, pertanto, non alteri la natura generale della concessione.

Come si è già cennato non si rinviene, nel codice dei contratti, un principio di immodificabilità assoluta delle concessioni, e l'art. 175 del codice stabilisce i casi in cui “*Le concessioni possono essere modificate senza una nuova procedura di aggiudicazione*” (si veda, in particolare, l'art. 175 del codice, c. 1, lett. da a) ad e). A queste ipotesi va poi aggiunta quella di cui al c. 4 del medesimo art. 175, in cui la possibilità di modifica senza una nuova gara è sottoposta al rispetto contestuale dei due seguenti valori:

- la soglia fissata all'articolo 35, comma 1, lett. a), ossia 5.225.000 euro;
- il 10 per cento del valore della concessione iniziale.

A parte il caso da ultimo contemplato, quelli che sembrano poter maggiormente interessare le concessioni relative al servizio di distribuzione del gas, paiono i seguenti:

- se le modifiche, a prescindere dal loro valore monetario, sono state espressamente previste nei documenti di gara iniziali in clausole chiare, precise ed inequivocabili che fissino la portata, la natura delle eventuali modifiche, nonché le condizioni alle quali possono essere impiegate. Tali clausole non possono apportare modifiche che alterino la natura generale della concessione;
- ove ricorrano contestualmente le due seguenti condizioni:
 - la necessità di modifica derivi da circostanze che una stazione appaltante non ha potuto prevedere utilizzando l'ordinaria diligenza;
 - la modifica non alteri la natura generale della concessione.

Chiarito, dunque, che le ipotesi in cui è possibile addivenire ad una modifica delle pattuizioni originariamente fissate sono contemplate, almeno nei loro tratti generali, nell'alveo dell'art. 175, non sembra possibile ricavare indicazioni parimenti utili dalle disposizioni del codice in merito ai procedimenti ed alle modalità da seguire su come introdurre le modifiche che si impongano in vigenza della concessione.

¹⁷ Secondo quanto statuisce pure l'art. 43, par. 4 e 5 della direttiva 2014/23/UE sull'aggiudicazione delle concessioni.

La giurisprudenza amministrativa può offrire, però, qualche ausilio.

Ci si riferisce, in particolare, alla sentenza del Consiglio di Stato, Sez. V, 17 luglio 2019, n. 5022, ove è stata esaminata la fattispecie riguardante l'adeguamento delle concessioni conseguenti alla necessità di modificare tratti autostradali delle autostrade A24 e A25 per l'adeguamento sismico e la messa in sicurezza dei viadotti anche sotto il profilo del loro impatto ambientale. Vero è che le concessioni autostradali sono assoggettate ad un regime, per certi aspetti, peculiare in forza dell'art. 178 del D.Lgs. n. 50/2016, ma la metodica utilizzata dalla sentenza appena citata pare adattabile anche più in generale alle concessioni di pubblici servizi.

In linea di massima, nel caso in cui si producano eventi dai quali originano effetti sulla concessione è possibile differenziare i procedimenti volti a preservare, o restaurare, l'equilibrio economico finanziario a seconda dell'intensità degli effetti stessi.

Si distinguerà, in tal modo, tra a) procedimenti che richiedono un semplice aggiornamento del PEF (Piano Economico Finanziario) e b) procedimenti che richiedono, invece, la revisione del PEF.

Nell'ambito dei procedimenti che riguardano un mero aggiornamento del PEF si possono far rientrare quelli che conseguono ad un mero adeguamento delle tariffe, seguendo i periodi regolatori (ipotesi, si badi, diversa dall'introduzione di un nuovo metodo tariffario), quelli che (ex art. 9, c. 3, del D.M. 226/2011) conseguono all'introduzione di eventuali soluzioni alternative all'uso del gas naturale negli usi finali, come il teleriscaldamento, purché – ovviamente – rientrino tra gli interventi contemplati nelle linee guida programmatiche d'ambito e siano state contemplate nelle condizioni minime di sviluppo.

In questa medesima tipologia sembra possa farsi rientrare, poi, la fattispecie prevista dall'art. 11 dello schema di contratto di servizio tipo, ove, al primo comma, si afferma che: *“Il Gestore è tenuto a realizzare, assumendosene gli oneri economici ed organizzativi, nel territorio dei Comuni già metanizzati, estensioni della rete di distribuzione non previste dal Piano di sviluppo degli impianti entro il limite del numero di metri di rete per cliente, individuati nell’Offerta ai sensi dell’art. 13 , comma 1, lett. c), D.M. 226/11”*¹⁸.

Seguono uno sviluppo diverso i procedimenti che richiedono una revisione del PEF. In questo caso il verificarsi di eventi straordinari, prima ancora di richiedere una modifica del PEF, richiede una rettifica del piano di sviluppo degli impianti e del piano industriale previsionale, in conformità ai quali verrà cambiato anche lo strumento economico finanziario.

In questa tipologia di eventi, può essere opportuno ricordarlo, rientrano: l'emanazione di norme che introducono un nuovo metodo tariffario, l'adozione di nuovi atti di pianificazione che si ripercuotono sul documento guida per gli interventi di estensione e richiedono la modifica di alcune previsioni della convenzione, il verificarsi di eventi di forza maggiore assolutamente imprevedibili, o nuove richieste dell'amministrazione concedente giustificate dalla necessità di realizzare nuovi investimenti non previsti originariamente.

¹⁸ Ossia, ai sensi della lett. c), i metri di rete per cliente per cui il distributore si impegna a realizzare, in Comuni già metanizzati, estensioni successive non previste nel piano di sviluppo degli impianti.

Allorché si verificano fatti straordinari, quali quelli appena enumerati, che determinano un'alterazione dell'equilibrio economico finanziario del programma degli investimenti si dà ingresso al procedimento di revisione a seguito di una proposta scritta della parte che intende attivare la revisione (concedente o concessionario) e comunicazione scritta all'altra parte con l'espressa previsione che le parti dovranno trovare un accordo¹⁹.

In caso di mancato accordo in merito alla revisione del PEF, ovvero in ordine alla sussistenza dei presupposti di detta revisione (ossia in relazione alla necessità di variare il piano di sviluppo degli impianti ed il piano industriale) trovano applicazione le disposizioni di legge riguardanti l'estinzione del rapporto concessorio, indotto, oltre che da inadempimento, anche dai fatti non riconducibili al Concessionario che hanno alterato l'equilibrio economico-finanziario e reso necessaria la revisione del PEF (cfr. art. 165 c. 6 D.lgs. n. 50/2016). Sarebbe utile quindi che nel contratto di servizio venisse inserita una clausola che esplicitasse questo profilo²⁰.

D'altronde la regolamentazione del procedimento di revisione del PEF appare coerente con la natura convenzionale della disciplina del rapporto di concessione di servizi.

Il procedimento si deve, comunque, concludere con l'esercizio di un'attività autoritativa da parte del concedente²¹.

1.4.7. Considerazioni conclusive sulla rimodulazione del rapporto concessorio

Sulla base delle considerazioni svolte, si possono provare a tracciare alcune considerazioni in via sintetica:

- non è prevista un'immodificabilità assoluta delle concessioni di distribuzione del gas;
- la possibilità di modifica resta, comunque, subordinata al verificarsi di eventi straordinari, che alterano le condizioni del sinallagma originario;
- dette modifiche non debbono innovare la natura generale della concessione, ma nell'eventualità che si debba addivenire ad una modifica delle pattuizioni originarie in caso si prospettino eventi straordinari nel corso dello svolgimento della concessione, sembra prudente che la stazione appaltante vi faccia riferimento nel documento guida;
- in ogni caso non dovrebbe essere modificato l'accollo in capo al concessionario del rischio operativo inerente la concessione;

¹⁹ All'uopo si dovrebbe far ricorso allo strumento dell'accordo contemplato dall'art. 10 della L. 241/1990.

²⁰ Nella vicenda esaminata da Cons. Stato, Sez. V, sent. 5022/2019 cit. la convenzione prevedeva ipotesi di cessazione anticipata del rapporto indotte "da atti e/o fatti estranei alla volontà del Concedente, anche di natura straordinaria e imprevedibile, ivi inclusi mutamenti sostanziali del quadro legislativo o regolatorio".

²¹ Si veda ancora la già menzionata sentenza del Cons. Stato, Sez. V, 5022/2019. In quel caso i maggiori oneri per gli investimenti per la realizzazione degli interventi già ricordati nel testo (adeguamento sismico e messa in sicurezza dei viadotti a seguito di una modifica legislativa intervenuta) si prefiguravano di entità tale da non permettere il permanere e/o il raggiungimento delle condizioni di equilibrio del PEF di concessione nel periodo di durata della concessione.

- per attivare il procedimento di revisione sarebbe necessaria una proposta scritta ad opera della parte che intende dar luogo alla revisione;
- il relativo procedimento dovrebbe quindi concludersi con un nuovo accordo tra le parti secondo lo schema dell'accordo sostitutivo del provvedimento di cui all'art. 11 della L. 241/1990;
- nel caso in cui non si addivenisse all'accordo si può ipotizzare la possibilità di attivare i rimedi che l'ordinamento prevede per l'estinzione del rapporto concessorio. Tutto ciò, ferma restando – beninteso- l'esigenza di proseguire l'esecuzione del servizio sino all'individuazione del nuovo gestore. Questa eventualità andrebbe disciplinata nel contratto di servizio;
- l'eventuale interruzione del rapporto concessorio –che costituisce un'evidente criticità, ma che va considerata- dovrebbe essere opportunamente disciplinata in modo tale da considerare il tempo necessario all'individuazione del nuovo gestore;
- in alternativa a tale strumento "interno" al rapporto concessorio, si potrebbe ipotizzare che la stazione appaltante d'ATEM segnali ad ARERA l'esigenza di un riequilibrio della concessione, che dovrebbe altresì avere un riconoscimento in tariffa degli interventi realizzati dal concessionario non inizialmente coperti dalla tariffa medesima: in questo senso, si potrebbe proceduralizzare la richiesta ad Arera mediante apposita istanza di riconoscimento in tariffa di tali nuove esternalità.

Volendo, dunque, tornare agli esempi concreti che sono stati fatti nel corso dei lavori del Laboratorio, ossia una modifica sostanziale degli strumenti urbanistici oppure una modifica della programmazione degli impianti a seguito dell'introduzione estensiva dell'utilizzo di soluzioni alternative (decarbonizzazione) è possibile fare le seguenti osservazioni.

Inutile dire che se la modifica degli strumenti urbanistici richiede una variazione della rete che si mantenga nell'ambito dei parametri fissati dall'art. 175, c. 4 del D.lgs. n. 50/2016, è sufficiente un semplice aggiornamento del PEF (nonché dei suoi presupposti: piano di sviluppo e piano industriale). Laddove, viceversa, la modifica esorbiti da detti limiti gli scenari possono essere due, a seconda che la modifica sia in aumento (necessità di metanizzare una nuova area oggetto di sviluppo urbanistico originariamente non prevedibile) o in diminuzione (necessità di non realizzare una parte di estensioni della rete in quanto un imprevedibile mancato incremento della popolazione residente rende inattuale la prospettiva di un ampliamento delle urbanizzazioni e, conseguentemente, delle estensioni di rete).

Nel primo caso si procederà secondo la metodica del procedimento di revisione già sopra illustrata.

Nel caso, invece, di mutilazione sostanziosa delle previsioni originarie di sviluppo della rete, si può pensare all'individuazione, se possibile, di altri interventi di cui dovesse essere sorta la necessità (e sempre oggetto di un favorevole rapporto costi/benefici) in modo da lasciare invariato l'equilibrio economico-finanziario del PEF a base dell'impegno assunto in gara. In alternativa, a seguito di verifica del grado di penalizzazione del PEF e ove l'equilibrio originario dello stesso PEF possa essere ripristinato attraverso una rimodulazione del periodo di gestione, si potrebbe pensare ad un'estensione della durata dell'affidamento

come misura volta al ripristino – appunto - dell'equilibrio economico finanziario. A tal proposito va, infatti, considerato che la durata di una concessione – come si è già detto – deve essere necessariamente parametrata alla possibilità offerta al concessionario di recuperare, oltre ad un'adeguata remunerazione del capitale investito, gli investimenti originariamente previsti all'atto dell'affidamento, ivi inclusi quelli programmati sulla base del documento guida predisposto dalla stazione appaltante. Nel rispetto di queste condizioni il prolungamento della durata della concessione non vulnera il principio della concorrenza e non si configura neppure come una “proroga” in senso proprio, che non sarebbe consentita. Oltretutto l'estensione della durata della concessione presenta pure il vantaggio non trascurabile di non incidere sulla tariffa pagata dagli utenti, di talché questa misura può rappresentare l'intervento più adatto e proporzionato per perseguire l'obiettivo del riequilibrio specialmente in contesti socio-economici che mal sopporterebbero aggravii tariffari.

Da ultimo può porsi il problema che il sopravvenire di una riforma della disciplina giuridica, che incida profondamente sul sistema normativo vigente, imponga di ripensare quali siano le norme applicabili ad una concessione in essere, già costituita sulla base della normativa precedente.

Ora, se detta normativa venisse a riguardare specificamente il settore della distribuzione del gas (per esempio attraverso l'imposizione estensiva del ricorso alla decarbonizzazione), è più che probabile che il problema di un adeguamento degli strumenti che fanno da corona alla concessione nemmeno verrebbe a porsi perché, presumibilmente, sarebbe lo stesso legislatore a dettare una disciplina transitoria specifica.

Nell'ipotesi in cui, viceversa, o il legislatore – per assurdo – non avesse dettato una normativa transitoria oppure la riforma venisse a riguardare settori immediatamente collegati alla distribuzione del gas, come ad esempio quello della tutela ambientale o della sicurezza generale, ci si dovrebbe comportare esattamente come nella fattispecie sopra esaminata in cui una modifica legislativa intervenuta rendeva indispensabili lavori di adeguamento sismico e messa in sicurezza degli impianti: la strada non potrebbe che essere quella dell'innescò di un procedimento di revisione.

1.5. I nodi emergenti dalla giurisprudenza

1.5.1. Una premessa di sistema circa il rapporto tra celebrazione delle gare gas e contenzioso amministrativo

Si può trarre spunto da un'analisi a cura del Consiglio di Stato per ricordare che le gare gas, ed in particolar modo le gare d'ambito, non smentiscono la regola che indica come vigente un rapporto di proporzionalità diretta tra l'importo dell'appalto ed il tasso di contenzioso.

Infatti, le gare gas, in linea generale, data la durata dell'affidamento, hanno sempre importi elevati. A maggior ragione -ovviamente - le gare d'ambito.

Forse non si può parlare, in assoluto, di un effetto "bloccante" della giurisprudenza, ma un certo influsso frenante sulle gare d'ambito la giustizia amministrativa lo ha esercitato, e questo, almeno in parte, giustifica perché si sono celebrate poche gare d'ambito.

Esiste tuttavia un fattore di blocco "indirettamente" connesso, non alle pronunce ma, alla semplice pendenza di un giudizio, peraltro non imposto né giustificato da norme, tanto meno di provenienza comunitaria, che ben può considerarsi il frutto della cd "burocrazia difensiva".

Tale blocco indiretto cresce al crescere dell'importo degli appalti. In sostanza, sino a quando il giudizio non si è definitivamente concluso, eventualmente anche in grado d'appello, negli appalti di grande importo molte amministrazioni non procedono alla stipula del contratto temendo di essere esposte ad una possibile responsabilità patrimoniale ed erariale (è noto che in materia d'appalti la responsabilità civile dell'amministrazione prescinde dalla colpa). Così reagendo, alcune amministrazioni, di fatto, estendono lo *stand still period* ben oltre quello previsto dalla legge.

Il fenomeno è stimolato da tre circostanze:

- la prima è che l'eventuale esposizione sul versante risarcitorio è nei casi degli appalti di più elevato importo, così rilevante per le stazioni di committenza, da mettere a rischio la stessa sopravvivenza di queste ultime;
- la seconda, strettamente correlata, è che le stazioni di committenza non trovano compagnie assicurative disposte ad assicurare il rischio di una responsabilità civile "oggettiva";
- la terza, non meno importante, è che il differimento nel tempo della stipula del contratto, in pendenza di un giudizio pendente, non è fattispecie sanzionata in modo efficace.

1.5.2. Disciplina di settore e disciplina generale. L'intreccio tra decreto criteri e codice dei contratti

La giurisprudenza amministrativa ha svolto un ruolo significativo nell'opera di razionalizzazione del quadro normativo in tema di gare gas.

Un primo profilo che essa ha affrontato riguarda la sistematizzazione della disciplina di questo settore e, oltre a ciò, la definizione dell'intreccio tra normativa specifica sulle gare gas (D.M. 226/2011) e normativa generale sui contratti pubblici (d.lgs. n. 163/2006). In linea generale i principi stabiliti rispetto al codice del 2006 possono farsi valere anche con riferimento all'attuale codice dei contratti (d.lgs. n. 50/2016).

Al riguardo l'art. 216, c. 17 quinquies del D.lgs. n. 50/2016 stabilisce che alle procedure di aggiudicazione dei contratti di concessione del servizio di distribuzione del gas naturale indette dalle amministrazioni aggiudicatrici continuano ad applicarsi le disposizioni di cui alle norme speciali previste per tali tipi di gare (D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164, in quanto compatibili, nonché di cui all'articolo 46-bis, commi 1, 2 e 3 del D.L. 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, nella legge 29 novembre 2007, n. 222 e dall'art. 4 del D.L. 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, nella legge 9 agosto 2013, n. 98).

Per quanto riguarda l'opera di sistematizzazione della materia è da segnalare la sentenza della V Sezione del Consiglio di Stato, 3 aprile 2019, n. 2202, che ha compiuto una sintetica, ma chiara, ricognizione dei tre livelli del quadro normativo del settore, distinguendo: 1) il livello legislativo statale; 2) le previsioni di carattere regolamentare; 3) le previsioni di ordine "regolatorio". Una efficace ricostruzione, in senso diacronico, del quadro normativo di riferimento è pure contenuta nella sentenza della I Sezione del T.A.R. Lombardia, 8 giugno 2020, n. 1009 (in particolare, punto 3.1).

Più nello specifico in ordine alla intersezione tra normativa di settore e normativa generale, si può far riferimento a quanto stabilito dalla sentenza della Sez. V del Consiglio di Stato, n. 3936/2019 che ha riformato l'ordinanza della IV Sez. del T.A.R. Lombardia, n. 300/2019. Vero è che alla procedura di gara in questione (ambito territoriale di Milano 1) era ancora applicabile, *ratione temporis*, il precedente codice dei contratti (D.Lgs. 163/2006), ma il principio sull'applicazione della normativa stabilito in quella occasione appare valido pure in vigenza del nuovo codice. La questione esaminata dal giudice amministrativo riguardava il diritto di accesso agli atti della procedura di affidamento del contratto di distribuzione del gas ex art. 13 del previgente codice. L'istanza formulata dalla ricorrente non è stata accolta sulla base della disamina della normativa ritenuta applicabile e come qui di seguito ricostruita.

Secondo la previsione letterale dell'art. 30, comma 1, del d.lgs. n. 163 del 2006: "*salvo quanto disposto nel presente articolo, le disposizioni del Codice non si applicano alle concessioni di servizi*". A sua volta il D.M. 226/2011 stabilisce espressamente (cfr. il terzo "Considerato" nel preambolo del regolamento) che: "*il decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163 si applica automaticamente alle concessioni del servizio di distribuzione del gas naturale solo per gli articoli 216 e 30 e per la parte IV sul contenzioso, per cui le altre disposizioni del medesimo decreto troveranno applicazione alla materia qui disciplinata solo laddove espressamente richiamate nel presente regolamento*". Stanti le limitazioni all'applicazione del decreto legislativo previste sia dall'art. 30 del medesimo decreto, sia dal

richiamato terzo “Considerato”, è stata ritenuta, quindi, non applicabile la norma sull’accesso agli atti, in quanto non espressamente richiamata dal regolamento e neppure riconducibile ai principi generali cui fa rinvio il medesimo art. 30 al terzo comma.

Rispetto alle previsioni del nuovo codice, si è giunti però a conclusioni più articolate.

L’art. 164, c. 1 del nuovo codice prevede che, per le procedure di aggiudicazione dei contratti di concessione, compresi quelli relativi all’aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas²², è affidato alla stessa Parte III di definire le norme applicabili. Onde il comma successivo stabilisce più precisamente che alle procedure di aggiudicazione si applicano *“per quanto compatibili, le disposizioni contenute nella parte I e nella parte II, del presente codice, relativamente ai principi generali, alle esclusioni, alle modalità e alle procedure di affidamento, alle modalità di pubblicazione e redazione dei bandi e degli avvisi, ai requisiti generali e speciali e ai motivi di esclusione, ai criteri di aggiudicazione, alle modalità di comunicazione ai candidati e agli offerenti, ai requisiti di qualificazione degli operatori economici, ai termini di ricezione delle domande di partecipazione alla concessione e delle offerte, alle modalità di esecuzione”*. Dunque, ai contratti di concessione si applicano le disposizioni relative alle modalità ed alle procedure di affidamento, e quindi l’art. 53 che riguarda specificamente l’accesso agli atti²³.

Il diritto di accesso è quindi generalmente consentito con il limite qui specificamente rilevante costituito dalle informazioni che costituiscano, secondo motivata e comprovata dichiarazione dell’offerente, segreti tecnici o commerciali (c. 5, lett. a). *«La particolare voluntas legis, consona al particolare contesto concorrenziale – ha statuito il giudice amministrativo -, è, dunque di escludere dall’ostensibilità propria degli atti di gara quella parte dell’offerta o delle giustificazioni della anomalia che riguardano le specifiche e riservate capacità tecnico-industriali o in genere gestionali proprie dell’impresa in gara (il know how), vale a dire l’insieme del “saper fare” e delle competenze ed esperienze, originali e tendenzialmente riservate, maturate ed acquisite nell’esercizio professionale dell’attività industriale e commerciale e che concorre a definire e qualificare la specifica competitività dell’impresa nel mercato aperto della concorrenza”*²⁴.

Il punto più delicato è che, proprio in relazione all’ipotesi contemplata dal comma 5, lett. a), il successivo comma 6 ha statuito che è consentito l’accesso al concorrente ai fini della difesa in giudizio dei propri interessi in relazione alla procedura di affidamento del contratto. Sicché si pone il problema di contemperare l’interesse del richiedente alla conoscibilità della documentazione di gara e quello al mantenimento del segreto tecnico e commerciale.

²² In quanto rientranti in uno dei servizi previsti dall’allegato II del codice.

²³ L’art. 53, infatti, è riportato nell’ambito del titolo III, capo I, che riguarda le modalità comuni alle procedure di affidamento.

²⁴ *“La ratio legis è di far sì che, proprio con riguardo ad una gara pubblica, che non deroga ma assicura la corretta competizione tra imprese, del diritto di accesso – per quanto garantito dal principio di pubblicità e trasparenza della condotta delle pubbliche amministrazioni o dei soggetti funzionalmente equiparati (cfr. art. 1 L. n. 241 del 1990) – non si possa fare un uso emulativo, ad esempio da parte di contendenti che potrebbero formalizzare l’stanza allo scopo precipuo di giovare di specifiche conoscenze industriali o commerciali acquisite o detenute da altri (Cons. Stato, Sez. VI, 19 ottobre 1990, n. 6393)”, Cons. Stato, Sez. V, 7/1/2020, n. 64.*

Il limite all'ostensibilità dei documenti contenuti in offerta è primariamente subordinato ad una "manifestazione d'interesse" da parte dell'impresa interessata, cui incombe l'onere di allegare una "motivata e comprovata dichiarazione", mediante la quale dimostrare l'effettiva sussistenza di un segreto industriale o commerciale meritevole di salvaguardia. Di conseguenza, la presentazione di un'istanza di accesso impone alla stazione appaltante di coinvolgere, nel rispetto del contraddittorio, il concorrente controinteressato nelle forme della disciplina generale del procedimento amministrativo e richiede una motivata valutazione delle argomentazioni offerte, ai fini dell'apprezzamento della "effettiva rilevanza" per l'operatività del regime della segretezza²⁵.

Naturalmente, posto che trasparenza e riservatezza sono entrambi valori primari per l'azione amministrativa, la legge non pone una regola di esclusione basata su una presunzione assoluta valevole ex ante, ma impone una valutazione in concreto dei motivi addotti a tutela del segreto, in modo che non ne risulti preclusivamente impedito l'accesso al concorrente ai fini della difesa in giudizio dei propri interessi²⁶. Di fatto, per poter esercitare con successo il diritto di accesso riguardo a informazioni contenenti eventuali segreti tecnici o commerciali, è essenziale dimostrare non già un generico interesse alla tutela dei propri interessi giuridicamente rilevanti, ma la concreta necessità (da considerare, restrittivamente, in termini di stretta indispensabilità di utilizzo della documentazione in uno specifico giudizio). Conseguentemente, la mera intenzione di verificare e sondare l'eventuale opportunità di proporre ricorso giurisdizionale (anche da parte di chi vi abbia, come ad esempio la seconda classificata, un concreto ed obiettivo interesse) non legittima un accesso meramente esplorativo a informazione riservate ove difetti il requisito della dimostrazione della specifica e concreta indispensabilità a fini di difesa in uno specifico giudizio²⁷. Perciò, tornando al quesito dal quale si sono prese le mosse, bisognerebbe concludere che l'orientamento più restrittivo che, alla luce delle norme del previgente codice, riteneva non consentita l'ostensione integrale degli atti di gara ed in particolare dell'offerta tecnica ed economica dell'aggiudicataria, in mancanza della previsione di un diritto di accesso generalizzato agli atti di gara e stante il fatto che l'istituto dell'accesso non veniva considerato come riconducibile ai principi generali²⁸, parrebbe modificato, sulla base delle norme del nuovo codice, richiedendosi però, in ogni caso, la dimostrazione concreta di una specifica e concreta indispensabilità della documentazione ai fini dell'esercizio del diritto di difesa in un determinato giudizio.

²⁵ Così ancora Cons. Stato, Sez. V, n. 64/2020.

²⁶ Il Consiglio di Stato ha avuto cura di precisare che l'accesso è, nella materia dei contratti pubblici, strettamente legato alla sola esigenza della "difesa in giudizio": previsione più restrittiva di quella dell'art. 24, comma 7, l. n. 241 del 1990, che contempla un ventaglio più ampio di possibilità, consentendo l'accesso, ove necessario, *senza alcuna restrizione alla sola dimensione processuale*, come statuito da Cons. Stato, Sez. V, 9 dicembre 2008, n. 6121.

²⁷ Così la già cennata sentenza della V Sezione del Consiglio di Stato, 7 gennaio 2020 n. 64 e, sulla sua scia, Sez. V, 1 luglio 2020, n. 4220.

²⁸ Lo stesso Consiglio di Stato, Sez. V, n. 3936/2019 aveva, in effetti, respinto uno specifico rilievo formulato in tal senso dalla ricorrente in primo grado al fine di avvalorare la richiesta di accesso.

1.5.3. Il c.d. principio della separazione dell'offerta tecnica da quella economica. Il caso del computo metrico estimativo

La sentenza del T.A.R. Lombardia, n. 2598/2019, già più volte menzionata, consente di riassumere i termini di un'altra questione interessante in merito al c.d. principio della separazione tra offerta tecnica ed offerta economica o divieto di commistione.

Come tutti sanno questo "principio" serve a garantire la segretezza dell'offerta economica (cfr., tra le tante, Cons. Stato, VI, 22 novembre 2012, n. 5928) ed è perciò funzionale ad evitare che l'offerta tecnica contenga elementi che consentano di ricostruire, nel caso concreto, l'entità dell'offerta economica (cfr. Cons. Stato, V, 21 novembre 2017, n. 5392). Il divieto non è da intendere in senso assoluto, bensì relativo, con indagine da condurre in concreto, in riferimento alla detta funzione (cfr. Cons. Stato, III, 3 aprile 2017, n. 1530, nonché, id., 24 settembre 2018, n. 5499). In altre parole il divieto di commistione non può essere interpretato in senso assoluto, al punto da eliminare ogni possibilità di obiettiva interferenza tra l'aspetto tecnico e quello economico dell'appalto posto a gara (cfr. Cons. di Stato, V, 12 novembre 2015, n. 5181), attesa l'insussistenza di una norma di legge che vieti l'inserimento di elementi economici nell'offerta tecnica (cfr. Cons. di Stato, 27 novembre 2014, n. 5890), a meno che uno specifico divieto non sia espressamente ed inequivocabilmente contenuto nella legge di gara (cfr. Cons. Stato, V, 14 dicembre 2018, n. 7057). Possono, dunque, essere inseriti nell'offerta tecnica voci a connotazione (anche) economica o elementi tecnici declinabili in termini economici se rappresentativi di soluzioni realizzative dell'opera o del servizio oggetto di gara (cfr. Cons. Stato, V, 22 febbraio 2016, n. 703).

In definitiva è ammessa l'indicazione nell'offerta tecnica di "*alcuni elementi economici, resi necessari dagli elementi qualitativi da fornire, purché tali elementi economici non consentano di ricostruire la complessiva offerta economica*" (Cons. Stato, III, 20 gennaio 2016, n. 193) o, ovviamente, purché non venga anticipatamente reso noto il "prezzo" dell'appalto (Cons. Stato, V, 13 giugno 2016, n. 2530).

Volendo trarre le fila del discorso in merito a questa specifica questione si può affermare che è ammessa l'indicazione nell'offerta tecnica di taluni elementi economici, purché:

- si tratti di elementi funzionali all'illustrazione della soluzione realizzativa proposta;
- non sia presente uno specifico divieto contemplato nella *lex specialis* di gara;
- gli elementi economici offerti non consentano di ricostruire l'offerta economica nel suo complesso.

Nel caso esaminato dal T.A.R. Lombardia all'interno del plico dell'offerta tecnica era stato rinvenuto un foglio stampato costituente il computo metrico estimativo di un intervento su un impianto di distribuzione del gas. Benché si trattasse di un intervento scarsamente significativo dal punto di vista numerico, il giudice ha ritenuto di accogliere la censura perché, in quel caso, era stato espressamente indicato, in sede di chiarimenti, che i computi metrici relativi agli interventi previsti nel piano di sviluppo non avrebbero dovuto essere inseriti nel plico recante l'offerta tecnica.

Inoltre, proprio in quanto si trattava di una frazione del computo metrico estimativo, il giudice ha ritenuto non manifestamente illogico che la conoscenza del prezzo per unità di misura avrebbe potuto consentire di ricostruire il prezzo per entità ben maggiori.

Anche questa determinazione del giudice lombardo è stata sovvertita dal Consiglio di Stato nella più volte menzionata sentenza della V Sezione del Consiglio di Stato, 5370/2020. È stato, infatti, considerato che l'irrisorio valore dell'intervento per il quale risultava l'inserimento del computo metrico estimativo, consistente nella posa di una condotta di 544 metri per complessivi € 46.323,24 a fronte di un valore complessivo di interventi nella specie offerti dall'aggiudicataria pari ad € 454.944.929,60, palesava la legittimità dell'operato della commissione giudicatrice, imperniato sul dato che l'elemento dell'offerta tecnica in questione risultava *“del tutto marginale e insufficiente a consentire la ricostruzione sia della complessiva offerta economica sia di una parte essenziale di essa”*, come attestato nel verbale della relativa seduta di gara.

Sempre con riferimento al caso in cui l'offerta tecnica contenga un esplicito riferimento a una componente dell'offerta economica e affermi che la prima sia stata elaborata *“in coerenza”* con la seconda, così rendendone intuibile il valore, si può fare riferimento pure a T.A.R. Valle d'Aosta, 1° settembre 2020, n. 39, relativa all'ATEM Valle d'Aosta.

In questo caso il Giudice ha considerato entrambi i profili posti in rilievo dalla società ricorrente in supposta violazione dei principi di segretezza dell'offerta e di separazione dell'offerta tecnica ed economica:

- l'aggiudicataria avrebbe anticipato nell'offerta tecnica uno degli elementi dell'offerta economica ovvero il numero di metri di rete per cliente che si sarebbe impegnata a realizzare;
- la stessa aggiudicataria avrebbe altresì indicato, nell'offerta tecnica, i quadri economici ed il dettaglio estimativo dei costi per gli interventi di sviluppo degli impianti.

La sentenza del T.A.R. Valle d'Aosta ha respinto entrambe le censure.

Quanto alla prima, ha considerato che il riferimento esposto nell'ambito dell'offerta tecnica, seppure in grado di evidenziare un elemento di connessione all'offerta economica, faceva riferimento ad una componente che comportava l'attribuzione di un punteggio di non particolare rilievo e tale da indurre a ritenere la circostanza come *“un elemento isolato e marginale dell'offerta economica, inidoneo a consentirne una ricostruzione complessiva”*²⁹.

Quanto alla seconda, ha argomentato che l'indicazione, nell'ambito dell'offerta tecnica, dei quadri economici e del dettaglio estimativo dei costi per gli interventi di sviluppo degli impianti non anticipasse alcuno degli elementi dell'offerta economica (analiticamente elencati) ed, a maggior ragione, non fosse idonea a consentirne una ricostruzione complessiva.

²⁹ A conforto della sua decisione il T.A.R. ha pure ricordato che in una precedente occasione il Consiglio di Stato (Sez. V, sent. N. 3612 del 2018) aveva escluso che fosse stato violato il divieto di commistione in una fattispecie analoga, nella quale, anzi, la componente dell'offerta economica che era stata anticipata rivestiva un peso relativamente maggiore.

Al contrario, i dati in questione potevano considerarsi “singoli elementi economici, resi necessari dagli elementi qualitativi da fornire”, poiché il disciplinare prevedeva che, nell’ambito dell’offerta tecnica, fosse presentato un piano di sviluppo degli impianti, valutato anche in ragione della “logica di ottimizzazione tecnico/economica” seguita dall’impresa ed alla medesima logica di ottimizzazione tecnico/economica si facesse riferimento in altre parti degli atti di gara.

In definitiva – a detta del Giudice aostano – è la stessa struttura nonché la logica della gara a richiedere l’inserimento, già nell’offerta tecnica, di elementi di natura economica e, in particolare, di una stima dei costi e dei ricavi, necessaria per consentire alla commissione di valutare – non già la convenienza della proposta sul piano economico, bensì – la sostenibilità e l’adeguatezza dell’offerta sul piano tecnico.

1.5.4. Piano di sviluppo degli impianti. Interventi che non hanno superato né le CMS né l’analisi costi benefici. Possibilità di richiederli nel Bando.

Un profilo molto delicato ha riguardato, poi, l’interpretazione dell’art. 9 del D.M. 226/2011, con specifico riguardo alle condizioni minime di sviluppo (CMS) ed all’analisi costi benefici (ACB) degli interventi programmati. Giova, anzitutto, ricostruire sinteticamente il quadro normativo. Il terzo comma dell’art. 9 stabilisce che le linee guida programmatiche d’ambito prevedono le CMS, che, a loro volta, possono comprendere:

- interventi di sviluppo degli impianti resi obbligatori dall’incremento della densità minima di nuovi punti di riconsegna per chilometro di rete in nuove aree;
- interventi di potenziamento dell’impianto di distribuzione resi necessari dall’incremento del volume di gas distribuito per chilometro di rete;
- interventi di sostituzione per la sicurezza e l’ammodernamento degli impianti in relazione alla vita residua media ponderata degli impianti.
- Le CMS e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d’ambito devono essere tali da consentire l’equilibrio economico e finanziario del gestore e devono essere giustificati da un’analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere (ACB).
- Il comma successivo, a sua volta, prescrive che il documento guida redatto dalla stazione appaltante in conformità alle linee guida programmatiche d’ambito contiene:
 - gli interventi di massima estensione della rete ritenuti compatibili con lo sviluppo territoriale del Comune e con il periodo di affidamento (interventi di sviluppo);
 - gli interventi di potenziamento della rete resi necessari da eventuali problematiche di fornitura;
 - gli interventi di sostituzione ricavabili da una relazione sullo stato degli impianti.

In vista dell’avvio della gara, la stazione appaltante invia all’Autorità – secondo quanto stabilisce il comma 2 del medesimo art. 9 – il bando di gara, il disciplinare di gara e le linee guida programmatiche d’ambito contenenti le CMS, insieme ad una nota giustificativa relativa agli eventuali scostamenti. In proposito va specificato che la scelta di quali interventi

inserire nel documento guida resta nella discrezionalità della stazione appaltante e l'Autorità di regolazione esprime, al riguardo, un giudizio solo consultivo. Sta di fatto, però, che la valutazione di meritevolezza di riconoscimento tariffario ai soli investimenti che siano effettuati in condizioni di economicità (ossia in linea con le CMS) effettuata dalla suddetta Autorità non può non relegare il sindacato del giudice amministrativo sulla *lex specialis*, per così dire vidimata, ad aspetti di palese irragionevolezza o illogicità della stessa.

Anche in questo caso si deve tornare sul tema già affrontato della relazione tra discrezionalità tecnica del Comune e potere consultivo di Arera che, come non può impedire che venga approvato il documento di gara, allo stato modo non dovrebbe poter impedire il riconoscimento di un investimento ove questo sia obiettivamente coerente e congruo.

Orbene, nel caso che è venuto ad interessare prima il T.A.R. del Veneto e poi il Consiglio di Stato, la ricorrente aveva contestato la legittimità della scelta compiuta dal Comune capolista dell'ambito di porre a base di gara e di attribuire punteggio anche ad investimenti che non trovavano riconoscimento in tariffa perché non avevano superato le CMS oppure né le CMS né l'ACB, dovendo, invece, il sistema tariffario definito dall'Autorità garantire l'equilibrio economico finanziario del gestore, ed, in particolare la necessaria remuneratività di ogni singolo intervento posto a base della selezione. D'altro canto, il mancato o incerto riconoscimento in tariffa degli interventi migliorativi degli impianti – insisteva la ricorrente - finiva per rendere impossibile la presentazione di un'offerta "seria e consapevole".

Quest'ultimo profilo è stato definito perentoriamente dal giudice già in primo grado (T.A.R. del Veneto, Sez. I, n. 78/2018), precisando che le linee guida avevano definito dettagliatamente gli interventi di massima estensione che non soddisfacevano le CMS e quelli che non soddisfacevano né le CMS né l'ACB e, dal canto suo, il disciplinare di gara, recante il piano di sviluppo, enunciava dettagliatamente i diversi tipi di intervento e, per ciascuna delle voci previste, contemplava i sub-criteri funzionali all'attribuzione del punteggio. Onde (come osserva in aggiunta il Consiglio di Stato, Sez. V, n. 570/2019) l'operatore economico, nel predisporre la propria offerta, era posto nelle condizioni di conoscere *ex ante* per quali interventi è contemplato il riconoscimento tariffario e, al contempo, nella condizione di proporre nella propria offerta, tra tutti gli interventi proposti nel documento guida, solo quelli ritenuti sostenibili sotto il profilo finanziario.

Per altro verso, la sentenza del giudice veneto (totalmente confermata dal giudice d'appello) ha posto in rilievo che l'affermazione secondo la quale potrebbero essere ammessi alla gara solo gli interventi remunerati con certezza dal regime tariffario non trova alcun riscontro normativo³⁰. Né la regola, posta dall'art. 23 del D.lgs. 164 del 2000, volta ad "assicurare una congrua remunerazione al capitale investito", può essere interpretata con riferimento a ciascuna singola voce che compone l'offerta, trattandosi di un criterio da applicare all'offerta nella sua complessiva articolazione. Più esplicitamente: "*la remuneratività della concessione dipenderà dalla particolare modulazione, ad opera delle singole concorrenti, delle componenti dell'offerta economica e di quella tecnica*". Al fine di mantenere l'equilibrio economico dell'offerta – suggerisce il giudice - l'impegno ad effettuare alcuni interventi

³⁰ Questo costituisce in realtà un problema perché può generare pericoli di commistione tra offerta tecnica ed offerta economica, oltre alla potenziale inaffidabilità dei piani economico finanziari a corredo dell'offerta economica.

previsti dal documento guida ma non remunerati in tariffa, potrebbe essere compensato da una minore entità dello sconto tariffario sul fronte dell'offerta economica, modulandone i contenuti sulla base delle disponibilità e capacità realizzative di ciascuna impresa.

A corollario, nelle sentenze cui si fa riferimento viene esaminato un ulteriore profilo di interesse che riguarda la possibilità di ottenere comunque il rimborso dei costi sostenuti per interventi non rispettosi delle CMS o dell'ACB al termine del periodo di concessione in sede di determinazione del valore di rimborso. Questa possibilità era stata lasciata intravedere dal giudice di primo grado ed è stata immediatamente sfruttata nel giudizio d'appello.

In tal senso si è osservato che il rimborso, al termine del primo periodo di concessione a regime, equivale alla RAB (ovvero al valore del capitale investito che l'Autorità prende in considerazione ai fini della tariffa) e, dunque, presupporrebbe a monte un riconoscimento tariffario del capitale investito da parte del concessionario, cosa inibita per gli interventi in contestazione.

La sentenza della V Sezione del Consiglio di Stato, n. 570/2019 liquida la questione piuttosto sbrigativamente affermando che *“non risulta alcuna contraddittorietà con il mancato riconoscimento preventivo della remunerazione tariffaria poiché solo all'esito del servizio e del rapporto concessorio (avente durata di dodici anni) potranno essere, in ipotesi, identificabili gli ulteriori interventi (oltre a quelli che superano le condizioni minime di sviluppo) meritevoli di remunerazione in tariffa (operando eventualmente una sua revisione)”*. Sembrerebbe di doverne dedurre che gli interventi eccedenti CMS e ACB potrebbero essere remunerati perché suscettibili di essere inclusi nella RAB che dovrebbe riconoscere il gestore subentrante al termine del primo periodo concessorio. Ma il ristoro, solo eventuale, da ottenersi al termine del periodo della concessione non è un dato sicuro e non consente di anticiparne la previsione in sede di offerta; di conseguenza, inibisce di valutare uno degli elementi propri dell'offerta.

In verità vale osservare che in un ambito normativo di per sé complesso, intessuto di stratificazioni e di intrecci di discipline diverse (la non agevole convivenza tra normativa sui contratti e normativa di settore lo testimonia), l'esigenza che dovrebbe fare agio su tutte le altre è quella di garantire un'interpretazione chiara ed univoca da parte della giurisprudenza. Pertanto se, ai sensi di quanto recita l'art. 9, terzo comma del decreto criteri, *“Le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito devono essere tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore”*, diventa difficile pensare che all'identificazione precisa e nominativa di certi fattori (le CMS) quali componenti da strutturare in modo tale da garantire l'equilibrio economico finanziario dell'offerta, si possa sostituire l'alternativa di un recupero di remuneratività spalmata sugli altri fattori dell'offerta. In questo caso, se non si resta fedeli ad un dettato normativo che pare chiaro ed univoco, si finisce per generare incertezza e, presumibilmente, si può indurre uno sbilanciamento dell'offerta portata, innaturalmente, a recuperare sotto altri aspetti condizioni di economicità perse rispetto al fattore delle CMS. In questa falsariga consentire di porre a base di gara e di attribuire punteggio anche ad investimenti che non trovano riconoscimento in tariffa perché non superano né le CMS né l'ACB pare una scelta opinabile e dissonante rispetto al dettato normativo. Il responso del giudice, in questo caso, si è fatto ancor meno chiaro laddove sostiene che gli interventi proposti dalle imprese concorrenti,

sebbene non integralmente recuperati in tariffa, potranno essere compensati alla scadenza della concessione in sede di rimborso al gestore uscente del valore delle reti di sua proprietà, giacché solo all'esito del servizio e del rapporto concessorio potranno essere, in ipotesi, identificabili gli ulteriori interventi (oltre a quelli che superano le condizioni minime di sviluppo) meritevoli di remunerazione in tariffa (operando eventualmente una sua revisione). Come dire: le imprese si rassegnino a non avere una identificazione precisa *ex ante* delle componenti dell'offerta suscettibili di remunerazione, detta remunerazione potrà eventualmente intervenire *ex post* sempre che una eventuale revisione della tariffa lo accordi. Tutto il contrario, dunque, del principio che impone che gli atti di gara siano strutturati in modo tale da consentire un'offerta seria e ragionevole.

In definitiva si genera, in tal modo, un effetto doppiamente "perverso" che mina la certezza nello svolgimento delle gare perché, da una parte, si consente alla Stazione Appaltante di introdurre nel bando richieste di sviluppi di rete che non rispettano le CMS e l'ACB e, dall'altra parte, non si richiede ad ARERA di offrire certezza su quali siano gli interventi ammissibili e riconoscibili in tariffa. Viceversa, al di là dei tanti sofismi interpretativi, solo la chiarezza nell'impostazione delle procedure da più parti invocata e che anche in questa sede si ritiene di patrocinare con forza può costituire un fattore determinante al fine di incentivare l'avvio delle gare.

1.5.5. Pubblicazione del bando di gara in mancanza delle verifiche di Arera

La giurisprudenza amministrativa ha condiviso le censure circa l'illegittimità della pubblicazione del bando di gara in difetto della previa verifica dell'Autorità di regolazione sul c.d. delta VIR/RAB perché in aperta violazione del disposto di cui all'art. 15, comma 5, del d.lgs. n. 164/2000, a tenore del quale qualora il delta tra i due suddetti valori sia superiore al dieci per cento, l'ente locale concedente trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all'Autorità per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara.

*"Da tale omissione di comunicazione e verifica preventiva deriva, invero, - ha stabilito il T.A.R. del Veneto, Sez. I, nella sentenza n. 655/2017 – un'incolmabile incertezza degli atti di gara, con riferimento ad un elemento essenziale del calcolo necessario per valutare l'equilibrio del piano economico finanziario dell'offerta, atteso che in assenza di una siffatta verifica preventiva l'Autorità potrà riservarsi di riconoscere successivamente, a fini tariffari, un valore definito in via parametrica (cfr. delibera 367/2014), che potrebbe in concreto non risultare idoneo ad ammortizzare gli investimenti effettuati dai gestori per gli impianti di distribuzione"*³¹.

Va, peraltro, precisato che la natura meramente "eventuale" delle osservazioni e valutazioni tecniche³² dell'Autorità e l'assenza di una rigorosa vincolatività delle stesse³³ non incidono

³¹ Va notato che, in questo caso (ambito di Venezia 1 – Laguna veneta) il T.a.r. del Veneto annulla il bando di gara per omessa verifica preventiva di valori spettanti al gestore uscente, mentre nel caso dell'Atem di Belluno lo stesso T.a.r. aveva ritenuto di non approfondire il profilo riguardante l'incertezza circa la riconoscibilità degli investimenti di sviluppo delle reti.

³² Vedi anche TAR Torino n. 698/2018.

³³ All'intervento dell'Autorità va, comunque, riconosciuto un peso determinante, posto che la stessa ha precisato, con un chiarimento pubblicato sul proprio sito istituzionale del 27 gennaio 2016 che: "nessun operatore può confidare che l'Autorità riconosca con certezza in tariffa gli investimenti sostenuti per

sulla doverosità della sequenza procedimentale. D'altronde, la complessiva *ratio* che governa quest'ultima milita per un coinvolgimento necessariamente preventivo, in quanto finalizzato alla corretta strutturazione delle condizioni della gara e, contestualmente, ad una idonea, in quanto calcolabile, parametrizzazione delle offerte da parte delle imprese interessate al confronto concorrenziale, così Cons. Stato, Sez. V, 3 aprile 2019, n. 2202

1.5.6. Unica gara per due o più ambiti confinanti

Nella sentenza del T.A.R. Lombardia, Brescia, Sez. II, del 12 marzo 2018 il Giudice ha esaminato una fattispecie in cui era stata contestata la scelta di bandire un'unica gara per più ambiti, così di fatto superando la suddivisione in ambiti territoriali minimi in precedenza operata dai Ministeri competenti e, secondo la tesi di chi ricorreva, violando i principi posti a tutela della concorrenza.

Per difendere la sua scelta la stazione appaltante aveva sottolineato di non aver unito due ambiti per crearne uno di dimensioni maggiori, ma di aver scelto la possibilità di un'unica gara da indire per due o più ambiti confinanti come consentito dall'art. 2, c. 4, del D. M. 19 gennaio 2011, che ha determinato gli ambiti territoriali minimi per il servizio di distribuzione del gas³⁴. Questa scelta è stata ritenuta conforme alla normativa attuale dal Giudice bresciano, dando atto, però, che la stessa norma regolamentare potrebbe porsi in contrasto con il contenuto della legge che ha istituito la disciplina innovativa di settore.

Posta questa premessa, però, lo stesso Giudice lombardo supera il dubbio che si era posto e trova modo di giustificare l'opzione favorevole all'accorpamento anche rispetto alla normativa di rango legislativo. Ciò sulla base della considerazione che la stessa scelta si dimostrerebbe in grado di generare economie di scala e benefiche conseguenze in termini di costi di gestione delle gare, degli affidamenti e dei contratti di servizio, al punto tale da riflettersi in benefici a favore dei clienti finali dell'aggregazione.

Su un piano più strettamente giuridico poi e, nell'ottica della tutela della concorrenza, sempre a detta del T.A.R. di Brescia, non si può trascurare che *“lo scopo dell'art. 46 bis del D.L. n. 159 del 2007 era quello di individuare e definire i bacini minimi (e non massimi) efficienti.”* Onde gli ambiti individuati nel *D.M. 19 gennaio 2011* rappresentano una dimensione minima al di sotto della quale non è possibile scendere, ma non impediscono di bandire ambiti con dimensioni più grandi.

Va detto che, nel suo complesso, la sentenza che si sta esaminando mantiene un, sia pur limitato ma inevitabile, profilo dilemmatico giacché se per un verso ritiene conforme a norma e condivisibile la logica dell'accorpamento come appena detto, per altro verso sembra mostrarsi pure conscia che un'eccessiva concentrazione delle gare per ambiti potrebbe portare a sortire un effetto, implicitamente, escludente per la possibilità di concorrere delle piccole e medie imprese, vuoi in ragione dell'entità del rimborso da corrispondere, vuoi

l'adempimento dei piani di sviluppo degli impianti di distribuzione, oggetto dei bandi di gara che non siano stati preventivamente valutati dall'Autorità sotto tale profilo”.

³⁴ Così recita l'art. 2, c. 4, del decreto con cui sono stati stabiliti gli ambiti territoriali minimi: “La gara unica di cui al comma 1 può essere estesa a due o più ambiti confinanti previo accordo degli enti locali degli ambiti interessati”.

“forse ancor più e ancor prima per la difficoltà di gestire il servizio in un ambito più grande per un'impresa medio/piccola”³⁵.

1.5.7. L'impossibilità di bandire la gara ad opera del singolo Comune

Un'altra sentenza, più recente (T.A.R. Lombardia, Sez. I, 8 giugno 2020, n. 1009, cui pure si è fatto sopra riferimento), ha avuto modo di occuparsi di un profilo, in un certo senso opposto a quello appena analizzato: l'impugnativa della gara disposta da un singolo Comune ricompreso in un ambito, nelle more della celebrazione della gara d'ambito.

In questo caso il Comune, stante anche l'inerzia nell'esercizio del potere sostitutivo ad opera della Regione e, in via sussidiaria, del MISE, aveva indetto una procedura “condizionata” ossia una procedura bandita in via temporanea e provvisoria, in attesa della definizione della gara d'ambito, corredando la gara con un'apposita clausola risolutiva espressa, in caso di sopravvenuta aggiudicazione all'esito della gara d'ambito entro il termine massimo previsto per il suo svolgimento.

Il Giudice meneghino ha negato che simile comportamento potesse ritenersi conforme a legge, facendo appello al disposto dell'art. 24, comma 4, del D.Lgs. n. 93/2001. Tale norma prevede, infatti, in modo inequivoco che l'affidamento del servizio debba avvenire “unicamente”³⁶ tramite la gara d'ambito, fatte salve solo le gare che risultino già bandite anteriormente alla data del 29 giugno 2011³⁷.

La disciplina delle gare d'ambito osserva la sentenza, *“impone agli enti territoriali complessi oneri informativi, li obbliga a conferire la delega a soggetti tassativamente individuati quali stazioni appaltanti e predispone un efficace sistema di poteri sostitutivi per contrastarne l'inerzia.”*. Siffatti elementi sono tutti indicatori della complessità e della delicatezza dell'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale che il singolo comune non è in grado di gestire in autonomia con la medesima efficienza garantita dalla gestione per A.TE.M..³⁸

In aggiunta – ha posto in rilievo la sentenza – il comportamento censurato tradisce anche il principio di buona fede in quanto ai Comuni è inibito interferire nella gestione della gara d'ambito, in qualunque fase la stessa si trovi, quindi anche in quella preparatoria anteriore alla pubblicazione del bando.

³⁵ Per completezza di discorso, va ricordato che la decisione del T.A.R. Lombardia Brescia supera questo specifico profilo, osservando che la parte ricorrente aveva dedotto questo profilo solo genericamente senza fornire in alcun modo *“alcun principio di prova del fatto che la sua capacità di partecipare alla gara sia preclusa proprio dalle dimensioni dell'ambito, né sul piano finanziario, né su quello tecnico”*.

³⁶ Dall'utilizzo dell'avverbio “unicamente” il Giudice fa discendere l'obbligo negativo in capo agli enti locali ricadenti negli A.TE.M., di non poter bandire le gare per l'affidamento del servizio.

³⁷ L'eccezione, a sua volta, viene giustificata sulla base del *favor* per la conservazione degli atti amministrativi e dell'attività

La norma in questione, fa notare il T.A.R., è stata giudicata costituzionalmente legittima dalla Corte Costituzionale, con sentenza del 7 giugno 2013, n. 134, sulla base della considerazione che. *“la moratoria temporanea delle gare di affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale su base territoriale diversa dagli ambiti individuati...evita il rinnovo delle concessioni su base comunale e, con esse, l'ulteriore frazionamento delle gestioni”*.

³⁸ Quest'ultimo rilievo assume un involontario tratto di ironia sol che si consideri che la stessa sentenza aveva dato atto che i comportamenti censurati erano stati adottati una volta constatato il ritardo nell'espletamento della gara e l'inerzia nell'esercizio dei poteri sostitutivi.

Sul piano sostanziale, poi, l'indizione di una gara, sia pure condizionata, da parte di un singolo ente territoriale concedente non si presterebbe a realizzare neppure l'obiettivo dell'economicità nell'affidamento del servizio. Seppur il Comune ottenesse condizioni di affidamento del servizio più vantaggiose, infatti, queste non rappresenterebbero un vantaggio effettivo per gli enti ricompresi nell'A.TE.M., non foss'altro per la duplicazione dei costi derivanti dalla gestione della gara comunale e dalla doppia alienazione della rete, dapprima all'affidatario della gara comunale e poi all'affidatario della gara d'ambito³⁹.

1.6. Considerazioni conclusive e proposte operative

L'analisi svolta evidenzia le criticità del quadro normativo-regolatorio, i caratteri di rigidità, obsolescenza e inadeguatezza che lo connotano e che sono all'origine della paralisi, oltre che dell'elevato livello di conflittualità, che caratterizzano il sistema di affidamento delle concessioni di distribuzione del gas.

L'elemento che maggiormente viene in evidenza è il contrasto tra i diversi meccanismi introdotti dal legislatore al fine di salvaguardare l'interesse pubblico, considerato secondo due prospettive diverse e non sempre facilmente sovrapponibili.

Il primo meccanismo è quello della gara (aperta o ristretta) individuata quale meccanismo esclusivo di selezione dei concessionari a livello di ambito, al fine di incrementare l'efficienza e l'efficacia del sistema di distribuzione del gas, attraverso il ricorso al mercato e alla logica incentivante del confronto concorrenziale. Quello stesso meccanismo, nella sua rigidità e vincolatività, si scontra con la situazione di asimmetria informativa dei comuni rispetto ai gestori, con le difficoltà previsionali connesse all'oggettiva imprevedibilità delle necessità connesse agli sviluppi delle reti a livello di singoli territori, nonché alla rapida evoluzione dello scenario energetico.

Il secondo meccanismo è quello regolatorio, che si inserisce in punti nevralgici del sistema quali la riconoscibilità del VIR e la possibilità di riconoscimento tariffario degli investimenti. In tal caso si accede ad una diversa visione di tutela dell'interesse pubblico, che affida all'autorità indipendente, nel suo ruolo di vigilanza sull'operato di comuni e stazioni appaltanti, le valutazioni relative alla corretta allocazione degli investimenti da riconoscere in tariffa, in funzione di una qualità ultima del servizio garantito agli utenti. Nell'intersezione con il meccanismo di gara ciò determina, sul versante dei comuni e delle stazioni appaltanti, enormi rallentamenti nelle operazioni prodromiche alla celebrazione delle gare; sul versante degli operatori, diffuse incertezze concernenti l'entità degli investimenti riconoscibili in tariffa, in assenza di una standardizzata e comune metodologia riguardante l'analisi costi benefici

³⁹ Un precedente contrario si rinviene in una sentenza piuttosto risalente del T.A.R. Campania – Salerno, 21/1/2014, n. 152, laddove si è affermato che la gara bandita dal singolo Comune può essere ritenuta legittima se il termine finale di durata della concessione oggetto di affidamento venga a coincidere con *“la data dell'aggiudicazione definitiva della gara d'ambito e del subentro del gestore aggiudicatario della medesima”*. In questo caso la procedura a validità temporanea non è stata considerata realmente ostativa all'espletamento della gara finalizzata all'affidamento del medesimo servizio per l'intero A.TE.M.

e le condizioni minime di sviluppo, con inevitabili riflessi sulla presentazione e sulla valutazione delle offerte in sede di gara (con aumento della conflittualità).

In questo scenario la giurisprudenza sembra muoversi in modo, talvolta, distonico rispetto alla necessità di operare una sintesi e una composizione dei due approcci (quello di gara e quello regolatorio), con un conseguente aumento dell'incertezza complessiva del sistema.

Dato questo scenario, nella consapevolezza che il livello di criticità del quadro normativo/regolatorio analizzato richiederebbe una rivisitazione complessiva a livello legislativo, possono tuttavia individuarsi proposte migliorative (a quadro invariato o piuttosto *de iure condendo*) che potrebbero agevolare la celebrazione delle gare, superando l'attuale situazione di stallo.

Siffatte proposte sono raggruppabili in tre obiettivi: semplificazione, chiarezza, flessibilità.

SEMPLIFICAZIONE

Con riferimento al procedimento, svolto da ARERA, di verifica degli scostamenti VIR/RAB e delle scelte discrezionali delle SA (nei limitati spazi consentiti), si potrebbe agire con due proposte migliorative:

1) operare sul versante delle informazioni che comuni/stazioni appaltanti sono tenuti a trasmettere all'Autorità, al fine di standardizzarle quanto più possibile e facilitare il compito di verifica dell'Autorità indipendente.

2) allargare lo spettro delle autocertificazioni da parte dei comuni o delle stazioni appaltanti (se delegate) relativamente alla modalità di verifica semplificata del VIR, in adeguamento alle linee guida ministeriali. Ciò consentirebbe di sollevare ARERA da una quantità di verifiche, residuando la possibilità di controlli a campione (come ordinariamente avviene per le autocertificazioni).

CHIAREZZA

Nell'intersezione tra logica della gara e logica regolatoria, occorre riportare a sistema taluni nodi problematici che, generando chiarezza tra tutti gli attori coinvolti, creino le condizioni indispensabili per la celebrazione delle gare:

1) è prima di tutto necessario che il grado di certezza del sistema sia garantito da una metodologia ACB condivisa, trasparente, unica e ripetibile per comuni, stazioni appaltanti e operatori. È questo un nodo centrale al fine di avere un grado sufficiente di prevedibilità in ordine alla riconoscibilità tariffaria degli investimenti e alla stessa attribuzione di punteggi in sede di gara.

2) occorre un chiarimento interpretativo in ordine a questioni essenziali nella logica del dm 226/2011, che sembrano essere state messe in discussione successivamente, creando l'attuale situazione di stallo. La questione centrale è relativa alla separazione tra offerta tecnica e offerta economica, e all'individuazione di ciò che deve costituire offerta tecnica (con specifico riferimento all'ammissibilità delle opere non riconoscibili tariffariamente). A

seconda, infatti, che si scelga con chiarezza l'uno o l'altro indirizzo interpretativo, le conseguenze sulla cura dell'interesse pubblico, da una parte, e sul mercato, dall'altra, sono rilevantissime. In particolare, il rischio di dare ampio spazio alle offerte di interventi non riconoscibili in tariffa è quello di incoraggiare investimenti inutili o poco sostenibili, al contempo favorendo gli operatori del mercato con maggiori disponibilità finanziarie.

FLESSIBILITÀ

Il quadro normativo delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas andrebbe arricchito con le nuove prospettive aperte dal codice dei contratti pubblici del 2016, in direzione di quella maggiore flessibilità delle procedure e di valorizzazione della discrezionalità delle amministrazioni appaltanti, che può venire incontro alle problematiche evidenziate e connesse alla rigidità della gara:

1) il "principio di libera amministrazione" introdotto dal codice andrebbe declinato nella possibilità offerta alle stazioni appaltanti di scegliere, pur nella sfera dei meccanismi di tipo concorsuale, procedure di affidamento diverse dalle sole procedure aperte o ristrette. Si potrebbe, ad esempio, aprire alla possibilità di ricorso al dialogo competitivo o alle forme di partenariato innovative previste dal codice dei contratti pubblici, in cui il mercato è interpellato sin dalla fase di definizione del "bisogno" delle amministrazioni. Ciò consentirebbe l'attivazione di quei meccanismi di apprendimento e di apertura a soluzioni tecniche innovative, che sono tipiche della formazione di contratti complessi, senza rinunciare alla fase della competizione vera e propria una volta che sia stata scelta una certa soluzione. Inoltre, si aprirebbe la strada anche ad una differenziazione che, se opportunamente declinata, non significhi incertezza per gli operatori ma valorizzazione delle esigenze dei territori;

2) andrebbe vagliata la possibilità di introdurre un più marcato *ius variandi* in sede di gestione del rapporto, connesso alla necessità di adeguare costantemente il servizio alle necessità che possono insorgere e che non sono adeguatamente prevedibili dalle stazioni appaltanti in sede di predisposizione dei documenti di gara. Tale possibilità andrebbe ancorata al principio base di garantire l'equilibrio economico-finanziario del concessionario e bilanciata con il vincolo di non stravolgere il meccanismo di gara, favorendo comportamenti elusivi o opportunistici. Resta la necessità di sostenere le amministrazioni nella possibilità di rispondere a esigenze sopravvenute e non prevedibili in modo adeguato, nell'interesse degli utenti del servizio.

2. Proposte per semplificare e migliorare i profili economici delle gare

Presupposto e finalità condivisa del presente lavoro è che le Analisi Costi Benefici (ACB) costituiscano, a condizione di una loro applicazione omogenea su specifiche basi e parametri predefiniti, un supporto decisionale essenziale per la corretta allocazione dei futuri investimenti nel settore gas. Uno dei principali obiettivi del tavolo era pertanto quello di sviluppare un tool che rendesse applicativi gli orientamenti espressi con il DCO 410/2019/R/gas e fosse fruibile da tutti gli stakeholders nelle varie fasi del processo di gara.

Peraltro, considerata la proliferazione di norme di legge, atti regolamentari e giurisprudenza sviluppatasi nell'arco dell'ultimo ventennio, la fase iniziale dei lavori ha reso necessaria l'analisi ed interpretazione di un quadro giuridico, normativo e regolatorio oggettivamente complesso, poco coerente e in costante evoluzione.

In questa fase (di fatto, rivelatasi poi "preliminare" rispetto alla finalità originaria) è stato poi anche sviluppato un primo approccio alle Condizioni Minime di Sviluppo (CMS) mediante metodi econometrico-statistici e sulla base degli unici dati fisici disponibili risalenti al 2012 (fonte sito Mise), evidentemente, da un lato non aggiornati e dall'altro astratti dagli attuali scenari prospettici di riferimento che prevedono per il settore gas una importante evoluzione sotto vari aspetti, principalmente di natura tecnologica.

Pertanto, dette valutazioni non possono che considerarsi solo indicative e preliminari rispetto alla finalità originaria del lavoro, che richiede necessariamente un approccio fortemente prospettico, anche in conseguenza dell'accelerazione delle tematiche riguardanti il processo di decarbonizzazione.

In sintesi, emergono le seguenti esigenze, che si auspica possano essere oggetto di un'ulteriore fase di sviluppo del lavoro:

- ricostruire un quadro complessivo dei soggetti e delle fasi del processo in cui le ACB trovano applicabilità normativa al fine di superare la distonia tra la Normativa di riferimento (DM 226/2011 e ss.mm.ii.) e la Regolazione (Delibere, DCO, Chiarimenti).
- sviluppare un tool che renda applicativi gli orientamenti espressi con il DCO 410/2019/R/gas e fruibile da tutti gli stakeholders nelle varie fasi del processo di gara in maniera standardizzata (ossia completo, univoco, a validità nazionale, che individui a priori gli elementi fondamentali e comuni per tutti gli utilizzatori – sia in fase di impostazione del Piano di Ambito da parte delle Stazioni Appaltanti, sia in fase di

offerta di interventi migliorativi suggeriti dai concorrenti - e che limiti i dati di input da inserire a elementi oggettivamente quantificabili e caratteristici dell'investimento), superando in tal modo i rischi di una visione divergente sull'ammissibilità tariffaria degli interventi fra Regolatore e altri Stakeholders del processo.

2.1. Il contesto

Nell'ambito del procedimento di affidamento della concessione del servizio di distribuzione del gas naturale, il Decreto Ministeriale 226/2011 pone in capo alla Stazione Appaltante la responsabilità di predisporre e pubblicare, in allegato al bando di gara, il documento contenente le "Linee guida programmatiche d'ambito" di cui all'art. 9, comma 3 dello stesso decreto (il cosiddetto Documento Guida).

Corrispondentemente, i concorrenti alla gara sono tenuti ad allegare alla propria offerta il "Piano di Sviluppo".

Il Piano è di fatto lo strumento che impegna la gestione del servizio nel periodo di concessione (al momento 12 anni) a procedere con interventi su reti ed impianti afferenti l'intero Ambito Territoriale in concessione. Gli interventi sono riclassificati in estensioni, potenziamenti e mantenimento degli impianti.

La regolazione di settore prevede che i suddetti interventi di sviluppo delle reti di distribuzione del gas debbano sottostare a due diverse verifiche: (a) la tipica verifica di redditività e sostenibilità finanziaria del progetto realizzata dal proponente (punto di vista del gestore) nonché (b) un'analisi costi benefici (ACB) che, considerando anche le esternalità connesse agli interventi – positive o negative – e confrontate con l'alternativa "zero" (scenario controfattuale), assumano come punto di vista quello del gestore.

La proposta di applicazione delle CMS (Condizioni Minime di Sviluppo) quale elemento e modalità di attestazione delle verifiche è esplicitamente previsto dal Decreto Ministeriale e ripreso in vari documenti da parte dell'Autorità⁴⁰.

2.1.1. Il Documento Guida e i Piani di Sviluppo

Il Documento Guida è un elaborato cardine delle aspettative di gestione delle infrastrutture nel periodo di affidamento/gestione ed è un allegato al Bando di Gara emanato dalla Stazione Appaltante.

Esso contiene la proposta degli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento nei singoli Comuni, in base a cui i concorrenti redigono il piano di sviluppo dell'impianto di cui all'articolo 15 del D.M. 226/2011.

Nell'ambito della emanazione delle Gare, il DM 226/2011 prevede infatti (articolo 9, comma 4) che ciascun Ente locale concedente "fornisce gli elementi programmatici di sviluppo del proprio territorio nel periodo di durata dell'affidamento e lo stato del proprio impianto di

⁴⁰ ARERA = Autorità di regolazione per Energia, Reti e Ambiente

distribuzione”, in modo che la stazione appaltante (...) possa, “in conformità con le linee guida programmatiche d'ambito, preparare il documento guida per gli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento nei singoli Comuni, in base a cui i concorrenti redigono il piano di sviluppo dell'impianto”.

Il Documento Guida viene pertanto preparato dalla stazione appaltante con la collaborazione degli Enti locali.

Al comma 4 si precisa che, in particolare, il Documento Guida deve contenere:

- gli interventi di massima di estensione della rete ritenuti compatibili con lo sviluppo territoriale del Comune e con il periodo di affidamento;
- le zone con eventuali problematiche di fornitura che necessitano di interventi di potenziamento della rete, anche in funzione della potenziale acquisizione di nuove utenze in base al grado di metanizzazione della zona e dei piani urbanistici comunali;
- la relazione sullo stato dell'impianto, con indicazione delle zone con maggiore carenza strutturale, supportata dai dati di ricerca fughe degli ultimi tre anni per tipologia di impianti e per modalità di individuazione della fuga, necessari ad identificare eventuali priorità negli interventi di sostituzione.

Sulla base di quanto sopra, i concorrenti elaborano il proprio progetto (il Piano di Sviluppo delle reti e degli impianti) che viene quindi allegato alla documentazione di partecipazione alla gara. Le finalità del “Piano di Sviluppo” sono riprese dal DM 226/2011 all’articolo 15, con ulteriore richiamo all’analisi costi benefici di competenza del concorrente:

- c. 15.2 «ottimizza quanto previsto nel documento guida e può prevedere anche interventi integrativi e scostamenti»
- c. 15.3.b.iii e c. 15.3.c.ii, l’analisi costi-benefici è condizione necessaria affinché gli interventi proposti aumentino il punteggio nella valutazione del piano di sviluppo

I criteri di valutazione del piano degli investimenti (articolo 15.3) riguardano i seguenti aspetti:

- adeguatezza dell’analisi di assetto di rete e degli impianti e della relativa documentazione;
- valutazione degli interventi di estensione e potenziamento in termini di: i. accuratezza e dettaglio del progetto e giustificazioni delle scelte anche con analisi di costi-benefici quantitative e, dove non è possibile, qualitative; ii. miglioramento della continuità di servizio in caso di disfunzione, tramite la realizzazione di magliature della rete; iii. quantità di rete complessivamente offerti per estensione e potenziamento, purché giustificata da analisi di costi-benefici, mettendo in evidenza gli investimenti in zone disagiate come nei comuni montani. Investimenti non adeguatamente giustificati non verranno considerati agli effetti del punteggio;
- valutazione degli interventi per mantenimento in efficienza della rete e degli impianti in termini di: i. attendibilità delle proposte di sostituzione per rinnovo della rete e degli allacciamenti, in base alla vita utile e allo stato di conservazione; ii. quantità di rete

complessivamente offerta per rinnovo delle condotte e degli allacciamenti, purché giustificata da analisi di costi benefici. Investimenti non adeguatamente giustificati non verranno considerati agli effetti del punteggio;

- innovazione tecnologica, attuata in maniera accelerata o addizionale a quanto previsto dalla regolazione, subordinata alla dimostrazione di credibilità dell'offerta in impianti di distribuzione già gestiti dal distributore, in particolare valutando l'offerta del numero dei seguenti componenti: i. impianti telecontrollati; ii. sistemi di dosaggio ad iniezione dell'odorizzante o equivalenti; iii. sistemi di misura in continuo della protezione catodica; iv. percentuale di tubazioni in acciaio messe in protezione catodica efficace in maniera anticipata rispetto al programma previsto dall'Autorità nella regolazione della qualità del servizio; v. contatori elettronici con un programma di messa in servizio accelerato rispetto a quello previsto dall'Autorità.

2.1.2. Riesame dettagliato dei richiami alle CMS presenti nel DM 226/11

Il DM 226/2011, all'Articolo 9 (Bando di gara e Disciplinare di gara), nel comma 9.3, introduce le condizioni minime di sviluppo con le seguenti precisazioni.

Le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito devono essere tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore e devono essere giustificati da un'analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere.

Sono differenziate, se necessario, rispetto al grado di metanizzazione raggiunto nel Comune, alla vetustà dell'impianto, all'espansione territoriale e alle caratteristiche territoriali, in particolare alla prevalenza orografica e alla densità abitativa.

Le condizioni minime di sviluppo possono comprendere:

- 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 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.

Nel seguente sinottico si riprendono definizioni e passaggi contenuti nel DM 226/2011.

Tabella 1- *sittottico*

Sistemi di riferimento	Documento Guida (S.A.)	Art 9.4
	Piano di Sviluppo (Concorrente)	Art 15.1
Interventi riconosciuti	Estensione – Mantenimento - Potenziamento -	Art. 9.3
Verifiche di sostenibilità	ACB Analisi Costi benefici CMS. Condizioni Minime di Sviluppo	Art 9.3
Fattori / criteri di verifica	Grado di metanizzazione (Comune) vetustà impianto espansione e caratteristiche territoriali prevalenza orografica densità abitativa	Art. 9.3
Parametri suggeriti alla S.A.	densità minima di nuovi punti pdr. /km volumi distribuiti /km interventi previsti dalla “regolazione” vita residua media ponderata tasso di dispersione /km rete	Art. 9.3
Offerta concorrente Fattori premianti	Ulteriori estensioni e potenziamenti giustificati da ACB Miglioramento della continuità (magliatura) Mantenimento: vita utile e stato di conservazione (sostituzione) Quantità rinnovo rete e allacciamenti giustificati ACB Innovazione tecnologica	Art. 15.3

Per quanto attiene ai criteri generali di regolazione, l'Autorità (ARERA) intende favorire una crescita infrastrutturale capace di garantire benefici superiori ai costi, prevedendo che, in relazione all'efficienza degli investimenti, le esigenze di sviluppo delle reti del gas dovranno essere attentamente valutate mediante specifiche analisi costi-benefici, soprattutto in sede locale da parte degli Enti concedenti il servizio, come previsto dal decreto 226/2011, tenendo conto delle possibilità di utilizzo di alternative e/o delle fonti rinnovabili negli usi

finali, che rendono disponibili e competitive soluzioni che non prevedono l'utilizzo di gas per cottura cibi, produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento.

L' Autorità, come indicato nella deliberazione 21 marzo 2013, 113/2013/R/gas, nell'ambito delle verifiche sui bandi di gara procede a valutare la coerenza delle analisi costi-benefici e la congruità delle condizioni minime di sviluppo individuate nelle linee guida predisposte dalla stazione appaltante. L'Autorità prevede che la SA proceda con:

- identificazione del progetto;
- descrizione del contesto attuale, della scala e dimensione dell'investimento, delle caratteristiche ingegneristiche delle infrastrutture;
- definizione degli obiettivi, compresi quelli socioeconomici, del progetto;
- analisi di fattibilità: identificazione delle condizioni minime di sviluppo, della realizzabilità del progetto dal punto di vista finanziario ed ingegneristico, analizzati in relazione all'andamento giornaliero, stagionale e pluriennale della domanda di energia;
- analisi delle opzioni alternative;
- presentazione degli scenari alternativi (comprensivi dell'opzione del non intervento).

ARERA si è espressa nell'allegato 2 del DCO 410/2019/R/gas del 15 ottobre 2019.

In tale documento, ARERA (punto 1.11) sostiene che *“Le ACB sviluppate alla data attuale da parte delle stazioni appaltanti (di seguito anche S.A.), quali risultano dalla documentazione relativa ai bandi di gara trasmessa all’Autorità, si caratterizzano per una elevata eterogeneità degli approcci metodologici, della profondità di analisi, del perimetro considerato e in generale per il livello di approfondimento.”*

ARERA si pone quindi l'obiettivo di **“INDIVIDUAZIONE DI UN APPROCCIO SEMPLIFICATO PER LA ACB”**. L'Autorità, sempre nell'Allegato 2 della DCO, fornisce una prima soglia al di sotto della quale la Stazione appaltante non è tenuta a sviluppare l'Analisi Costi-Benefici. Infatti, al paragrafo conclusivo (punto 8. Aspetti procedurali e presentazione risultati) l'allegato introduce e precisa il valore della definizione delle CMS. Vale la pena riportare il punto in modalità integrale.

(8.1) L'articolazione complessiva del processo di sviluppo della ACB è pertanto la seguente, con riferimento a ciascun ambito di concessione:

- Step 1) - Definizione delle CMS specifiche d'ambito sulla base di una ACB semplificata d'ambito (o di più ACB di sotto-ambiti, come precisato di seguito). Qualora la S.A. individui per il parametro “Densità minima pdr./km” un valore non superiore a 10 (25 nel caso di comuni ricadenti in zone disagiate) metri per utente, essa NON è tenuta a sviluppare la ACB; in caso contrario essa è tenuta a sviluppare la procedura ACB.
- Step 2) - Gli interventi che NON rientrano nelle CMS devono essere sottoposti a specifica ACB (alla scala del singolo intervento considerato come stand-alone): se la ACB fornisce esito positivo: l'intervento viene inserito nelle Linee guida programmatiche d'ambito; se la ACB fornisce esito negativo: l'intervento NON viene inserito nelle Linee guida programmatiche d'ambito.

(8.2) Ai fini della realizzazione degli interventi da parte del (futuro) gestore:

- gli interventi che rientrano nel perimetro degli interventi di cui allo Step 1) dovranno necessariamente essere presenti nei piani proposti dai partecipanti alla gara e successivamente dovranno essere realizzati dai gestori (insieme minimo di interventi);
- gli interventi che rientrano nel perimetro degli interventi di cui allo Step 2) lettera i) potranno essere presenti nei piani proposti dai partecipanti alla gara e – qualora il proponente vincesses la gara – dovranno essere realizzati dal gestore (dato che il proponente si è aggiudicato la gara anche in funzione della proposta così formulata) (interventi facoltativi).

(8.3) Ai fini del riconoscimento tariffario: tutti gli interventi inseriti nelle Linee guida programmatiche d'ambito sono riconosciuti in tariffa con le precisazioni di cui al punto precedente

2.2. Le CMS nelle analisi ACB

Nel corso della ricerca è emersa l'importanza di addivenire ad una semplificazione dell'attività di Analisi costi benefici, senza snaturarne le finalità previste nella Regolazione tuttavia individuando una formulazione ed un procedimento amministrativo meno complesso. Nel riesame dell'argomento, appaiono condivisibili l'approccio generale ed i contenuti della proposta delineata da ARERA nell'Allegato 2 del DCO 410/2019/R/gas. In tale senso si è proceduto a una semplificazione dell'approccio come suggerito nell'articolazione complessiva del processo di sviluppo della ACB: *“gli interventi proposti dalla S.A. che rientrano nelle soglie delle CMS sono approvati ex-ante”*.

In tale contesto, rispetto alla proposta dell'articolo 8, comma 1 dell'allegato 2 alla DCO, si è ritenuto di poter approfondire e riprecisare i seguenti aspetti:

- proporre il ricorso alle CMS per tutte le tipologie di intervento contenute in un piano di sviluppo: oltre agli interventi di estensione, ampliare quindi il ricorso alle CMS anche per gli interventi di potenziamento e manutenzione, individuando opportunamente i corrispondenti parametri;
- nel caso delle CMS negli interventi di estensione, confermare l'indicatore “densità d'utenza (metri per pdr.)”, ma ampliandone e articolandone i parametri che determinano le soglie, differenziabili in funzione delle specificità delle realtà locali.

2.2.1. Approfondimenti sulle applicazioni delle CMS

A partire dal richiamato documento di ARERA (DCO 410/2019/R/gas), con l'obiettivo di chiarire e definire gli interventi rientranti nelle CMS che saranno pubblicati nelle LPGAs (Linee guida programmatiche d'ambito) dalla Stazione Appaltante, si propone quanto segue:

- estensioni di rete: se rispettano le CMS, l'investimento è approvato; se non rispettano le CMS entrino nel bando di gara solo in caso di redazione dell'analisi ACB con valutazione positiva;

- magliature e potenziamenti: si tiene conto di continuità del servizio / disagi evitati - diminuzione del rischio di deficienza della pressione di fornitura - mancata alimentazione; costi = disagio clienti coinvolti dall'attività / costi sostenuti dal distributore per messa in sicurezza / ripristino;
- manutenzione rete e impianti: gli interventi sotto un determinato "livello" definito ex ante non sono sottoposte ad ACB, cui risultano invece assoggettati solo gli interventi di più ampia portata (es. sostituzione di un rilevante tratto di rete).

Per ampliare la ricerca e condividere le soglie di ammissibilità degli interventi si è avviato un approfondimento su tutte le tre tipologie di investimenti nei termini seguenti. Estensioni di rete. Ampliare le griglie di valutazione delle CMS con due direttrici:

- estendere le soglie in base alle condizioni abitative/urbanistiche o altro (soglie intese come Metri per pdr.);
- individuare anche uno / due altri parametri che consentano di valutare l'investimento anche in una prospettiva di lungo periodo e in coerenza con la transizione energetica (ad esempio una misura economica o i volumi di gas incrementali).

Potenziamenti. Introdurre una valutazione analoga con uso delle CMS che tenga conto di:

- continuità del servizio / disagi evitati,
- diminuzione del rischio di deficienza della pressione di fornitura / mancata alimentazione;
- Costi = disagio dei clienti coinvolti dall'attività / costi sostenuti dal distributore per messa in sicurezza / ripristino.

Manutenzione rete. Introdurre una valutazione analoga con uso delle CMS che tenga conto di:

- età e stato della rete e degli impianti e tipologia dei cespiti dell'Ambito;
- tipologie degli interventi (es. sostituzione di un rilevante tratto di rete);
- criteri di rinnovo ed innovazione tecnologica.

Gli approfondimenti hanno considerato il variegato contesto territoriale, impiantistico e amministrativo che si ritrova nel Paese. L'età di una parte di reti ed impianti ha origini spesso molto datate, in particolare nelle realtà cittadine in cui il servizio è stato avviato con il "gas di città" (dalla seconda metà dell'800 fino alla metà del secolo scorso) e la successiva metanizzazione, avviata dagli anni 50, si è comunque protratta fino agli anni '90. Nel passato le iniziative di sviluppo sono state valutate con criteri anche indipendenti da quelli della densità abitativa o della sostenibilità economica, pertanto la configurazione di riferimento varia significativamente anche da impianto ad impianto (ovvero da Comune a Comune).

2.2.2. Interventi di estensione

Per quanto concerne la prima tipologia di intervento, quindi quella di estensione, dalle valutazioni effettuate è emerso come più adeguato e di semplice applicazione il parametro METRI PER pdr.. Si è affrontato l'argomento con la ricerca di un parametro maggiormente articolato e rappresentativo della specifica realtà locale. Si è anche valutato se introdurre un

altro elemento premiante per le SA che introducono soluzioni in direzione del PNIEC. Qui di seguito alcuni dei passaggi svolti nella ricerca

- riesame della congruità della soglia;
- creazione di una matrice per diffusione dell'area che tenga in considerazione la diversità degli ambiti di gara, in base alle condizioni urbanistiche, utilizzando ad esempio come possibili variabili:
- le frazioni di comuni non ancora metanizzate all'interno dell'ambito di gara;
- gradi giorno – aspetti termici;
- densità di pdr./alloggi;
- lunghezza della rete esistente / estensione del territorio;
- densità abitativa della zona in questione:
- abitanti serviti;
- indice attuale pdr/metri (dati MISE al 2012);
- stime sul numero di abitanti potenziali, utilizzando come parametro l'andamento statistico della popolazione;
- fattori climatici.

Si è ragionato sulla opportunità di introdurre un indicatore che valorizzi gli interventi a favore della transizione energetica, anche in coerenza con il DCO 39/2020/R/gas per la diffusione dei “gas rinnovabili” e nuove tecnologie⁴¹ quali “reti bi-direzionali”, funzioni di accumulo, riduzione delle perdite, Power to gas (P2G). Il tema è stato ritenuto significativo pur tuttavia non è stato ulteriormente approfondito in questa fase. Al termine di questa fase di ricerca si è valutato che la fonte più semplice ed attendibile cui, in questo momento, possono ricorrere le SA sono i dati MISE, disponibili per ATEM e località (pdr, lunghezza reti, popolazione, superficie, gradi giorno).

Questi dati consentono di rielaborare ed articolare le CMS metri per pdr.. Aspetto importante che occorre evidenziare è quello che riguarda il “peso” del singolo pdr. Non sfugge certo che le grandi utenze (commerciali, industriali, terziario), o il cosiddetto “calibro” del contatore, dovrebbero indurre a considerare che non a tutti i pdr. corrisponde il medesimo peso sugli effetti in un'eventuale analisi costi-benefici. Si suggerisce pertanto l'ipotesi di considerare pdr. equivalenti per grandi utenze o utenze sensibili (scuole/ospedali), in riferimento ad un pdr corrispondente ad un'utenza media di tipo domestico.

2.2.3. Interventi di potenziamento, manutenzione e sostituzione e innovazione tecnologica

Gli interventi di potenziamento comprendono da un lato i) il potenziamento consequenziale all'incremento di estensione dell'impianto ed in secondo luogo gli interventi che consentono ii) un incremento dell'affidabilità del sistema impiantistico:

- potenziamento conseguente le estensioni: in questo caso, prevedere come parametro possibile l'inserimento di una % sui metri di estensione previsti (?) (ovviamente se strettamente correlati all'intervento!);

⁴¹ ARERA nuove tecnologie, tecniche e prassi gestionali che siano in grado di apportare esternalità positive al sistema specialmente da un punto di vista ambientale, anche tramite specifici strumenti di promozione

- potenziamento per incremento della continuità e affidabilità;
- continuità del servizio / disagi evitati;
- diminuzione del rischio di deficienza della pressione di fornitura / mancata alimentazione;
- disagio per i clienti coinvolti dall'attività / costi di messa in sicurezza;
- €/pdr. Massima variazione ammessa dalla RAB.

Per l'area di intervento della manutenzione della rete, si intende introdurre una valutazione che tenga conto di parametri tecnico – economici, tra cui in particolare:

- l'età e lo stato di rete ed impianti e tipologia di cespiti dell'ambito, per i quali occorrerà definire un opportuno indicatore, in modo da riflettere il deterioramento fisico dovuto al trascorrere del tempo e all'uso a cui è destinato l'impianto, all'intensità dello sfruttamento e alla politica delle manutenzioni, nonché le condizioni in cui lo stesso impianto si trova allo stato attuale ;
- l'obsolescenza conseguente alla continua evoluzione tecnologica (anche per questo aspetto occorrerà individuare quindi i fattori generatori di obsolescenza).

Nell'ambito dei lavori del Laboratorio è emerso che l'età di rete ed impianti non è totalmente applicabile, da solo, come “driver” principale per valutare i criteri di sostituzione, ma è utilizzabile in abbinamento ad un altro driver rappresentativo delle condizioni in cui si trova l'impianto, come il tasso di dispersioni per unità di estensione della rete.

La Condizione Minima applicata potrebbe quindi essere valutata come una percentuale % del valore dei cespiti parametrata sulla età o sulle caratteristiche di costruzione o gestione dell'impianto, da modulare in funzione di un secondo fattore utile, quale potrebbe essere il tasso di fugacità delle reti.

Questo dato sarebbe peraltro già fornito nell'ambito delle informazioni concesse dal gestore uscente all'interno degli obblighi previsti dall'articolo 4 del DM 226/2011.

Con riferimento agli interventi di innovazione tecnologica, si ritiene che questa tipologia di interventi non risulti allo stato attuale sufficientemente approfondita in normativa e letteratura per essere oggetto di applicazione di una idonea soglia CMS o per sviluppare possibili alternative.

2.3. Proposta per l'applicazione delle CMS agli interventi di estensione

2.3.1. Impostazione della proposta

Sulla base delle considerazioni introduttive sono state elaborate alcune simulazioni di CMS che, legate da una ipotesi di costruzione unitaria, conducono a risultati tra di loro simili, raffrontabili e, sostanzialmente, coerenti. La diversità delle risultanze tra le varie simulazioni testimonia che i criteri utilizzati sono tra di loro omogenei ma possono essere modellabili in funzione delle diverse esigenze di clusterizzazione (in particolare, come meglio evidenziato in seguito, per l'individuazione di eventuali peculiarità locali, quali le città metropolitane, i

capoluoghi di provincia oppure le località situate in zone disagiate). Le simulazioni dei valori delle CMS sono state svolte sulla base degli elementi di seguito sintetizzati:

- database creato con dati pubblici e riferiti al settore della distribuzione gas;
- identificazione di parametri (desumibili dal DB) oggetto di analisi;
- identificazione di un fattore moltiplicativo derivante dai suddetti parametri, da applicare al valore di partenza di 10 m/pdr.

Gli elementi di base sopra descritti permettono di ottenere importanti evidenze, quali:

- oggettività dei dati di partenza;
- maggior legame con i dati impiantistici presenti negli ATEM o nelle singole realtà locali, evitando il rischio che un singolo valore di CMS possa risultare eccessivamente premiante o penalizzante;
- possibile creazione di clusterizzazioni, sempre sulla base delle evidenze legate ai singoli ATEM o ai singoli territori.

Per effettuare le varie simulazioni esposte in questo rapporto è stato di fondamentale importanza predisporre di un'adeguata banca dati che contenesse dati essenziali in funzione dei parametri elencati nel DM 226/11 e reperibili nelle banche dati MISE⁴² cui sono stati aggiunti altri parametri ritenuti idonei e disponibili a livello di statistiche istituzionali⁴³.

I dati utilizzati per il nostro modello sono resi disponibili dal MISE, che nell'apposita sezione "Distribuzione gas" del suo sito web pubblica, per ciascun ATEM, le informazioni principali quali il numero di clienti serviti, il volume di gas distribuito (in migliaia di Sm³), la lunghezza in chilometri della rete esistente, l'altitudine e la popolazione.

Si precisa anche che, i dati utilizzati per le analisi, hanno tenuto conto della Delibera 27 gennaio 2012, n.73 con cui la Giunta provinciale della Provincia Autonoma di Trento ha deliberato di individuare un unico ambito territoriale per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas nel suo territorio con l'accorpamento degli ambiti Trento 1, Trento 2 e Trento 3. Si è inoltre tenuto conto degli ulteriori accorpamenti intervenuti tra Firenze 1 e Firenze 2, Bologna 1 e Bologna 2, Cremona 2 e Cremona 3.

I calcoli e le elaborazioni sono stati svolti precisamente sugli ultimi dati resi disponibili per il settore gas, aggiornati al 2012, e quindi su:

- numero totale di 172 ATEM⁴⁴, tenendo conto delle aggregazioni intervenute;
- numero totale di punti di riconsegna pari a 21.518.519;
- estensione totale della rete gas pari a 251.631 km;
- totale della popolazione pari a 58.364.495 di abitanti.

⁴² I parametri esaminati sono i seguenti: (i) grado di metanizzazione del Comune e/o dell'ATEM, (ii) espansione territoriale; (iii) dispersione abitativa.

⁴³ Altri due parametri utili sono stati valutati: (iv) volumi per pdr (intensità della rete); (v) zona climatica e Gradi Giorno.

⁴⁴ Risulta che, oltre all'aggregazione dei tre ATEM TN1, TN2 e TN3, oltre a Firenze 1 e Firenze 2, Bologna 1 e Bologna 2, Cremona 2 e Cremona 3.

2.3.2. Variabili e parametri disponibili

Occorre osservare nel grafico 3 riportato sotto il rapporto metri per punto di riconsegna calcolato sui dati del 2012 in quanto è l'indicatore che la stessa Autorità utilizza nel definire le CMS base e la conseguente applicazione della ACB. A partire dai dati di caratterizzazione dei Comuni e degli ATEM pubblicati dal MISE⁴⁵, sono state prese in esame le seguenti variabili.

Tabella 2- descrizione dei parametri

Coefficiente	Descrizione	costruzione
P1	Grado di metanizzazione	Numero di abitanti rispetto al numero dei pdr
P2	Espansione territoriale	Superficie rispetto al km di rete gas
P3	Dispersione abitativa	Superficie rispetto alla popolazione
P4	Intensità della rete	Metri cubi di gas erogati per pdr
P5	Gradi giorno/Zona climatica	Gradi giorno o zona climatica

Le correlazioni tra i parametri e una analisi ACB possono essere quelle di seguito sintetizzate.

- P1. Grado di metanizzazione.
Questo parametro sembra più correlato alle potenzialità di metanizzazione dell'Atem che all'opportunità di incrementare le CMS: se un territorio, a parità di altre caratteristiche, è meno metanizzato di un altro, si avrà un maggiore bacino di iniziative da proporre, ma potrebbe essere osservato - anche dalla stessa Autorità - che questo possa di per sé non essere motivo sufficiente per giustificare CMS più generose rispetto a un territorio analogo. Inoltre, in termini di rappresentatività risulterebbe probabilmente più significativo il numero di famiglie/pdr, piuttosto che quello abitanti/pdr, al fine di intercettare anche possibili diverse realtà in termini di composizione dei nuclei familiari (il dato sulle famiglie residenti è comunque pubblicato da Istat).
- P2. Densità di rete rispetto al territorio.
La significatività del parametro, come già evidenziato anche nel rapporto, è molto limitata, in quanto legato alle caratteristiche di urbanizzazione di porzioni di territorio, nonché a quelle degli attuali impianti di distribuzione più o meno interconnessi, ma non necessariamente alle condizioni di disagio del territorio o alle necessità di metanizzazione.
- P3. Dispersione/densità abitativa.
È un fattore significativo nel discriminare tra territori più o meno disagiati.

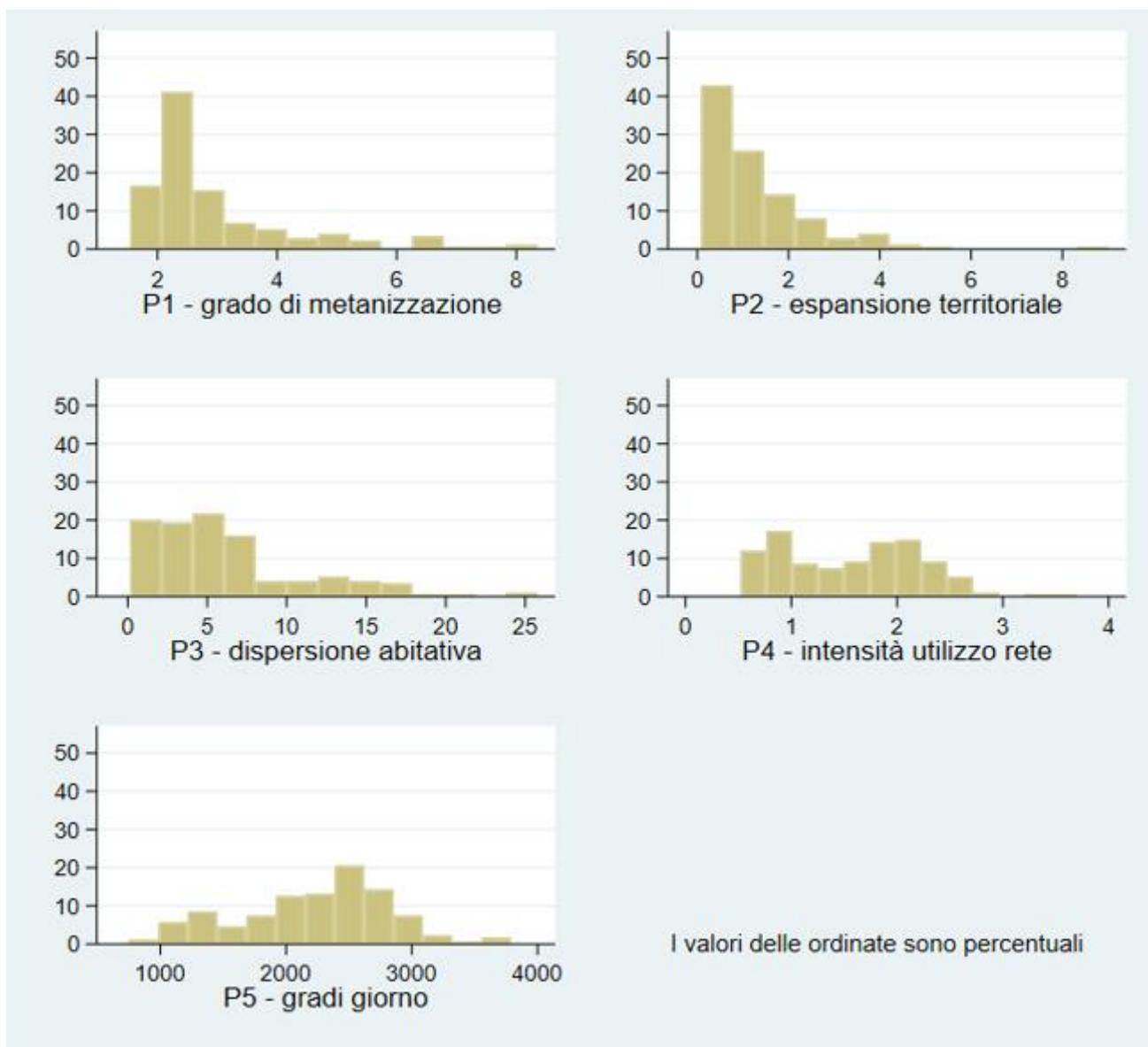
⁴⁵ Ambiti territoriali del settore della distribuzione del gas naturale La pagina riporta gli aggiornamenti dei maggiori dati sulla distribuzione gas al dicembre 2012 e le variazioni amministrative al 4 febbraio 2014, <https://www.mise.gov.it/index.php/it/energia/gas-naturale-e-petrolio/gas-naturale/distribuzione/elenco-ambiti-territoriali>

- P4. Estensione della rete.
Questo indicatore è inerente alla densità di pdr sulla rete.
- P5. Fascia Climatica - Gradi giorno.

In merito alle diverse possibili metodologie di calcolo adottabili, che possono essere sempre modulate agendo sui coefficienti, si ritiene, infine, più idonea a riflettere le caratteristiche locali una metodologia che più riesca ad intercettare e differenziare in modo significativo Atem con diverse caratteristiche (soprattutto climatiche), piuttosto che una metodologia che tenda invece ad appiattire i valori su un livello medio (perché maggiormente affetta dagli inconvenienti che hanno palesato i valori medi nazionali sin qui presi a riferimento ad esempio dall'ARERA).

Il grafico seguente contiene gli istogrammi degli otto coefficienti individuati per la definizione delle CMS.

Grafico 1: distribuzione dei parametri



Se ne evince come già anticipato che le variabili utilizzate hanno distribuzioni eterogenee nei diversi ATEM.

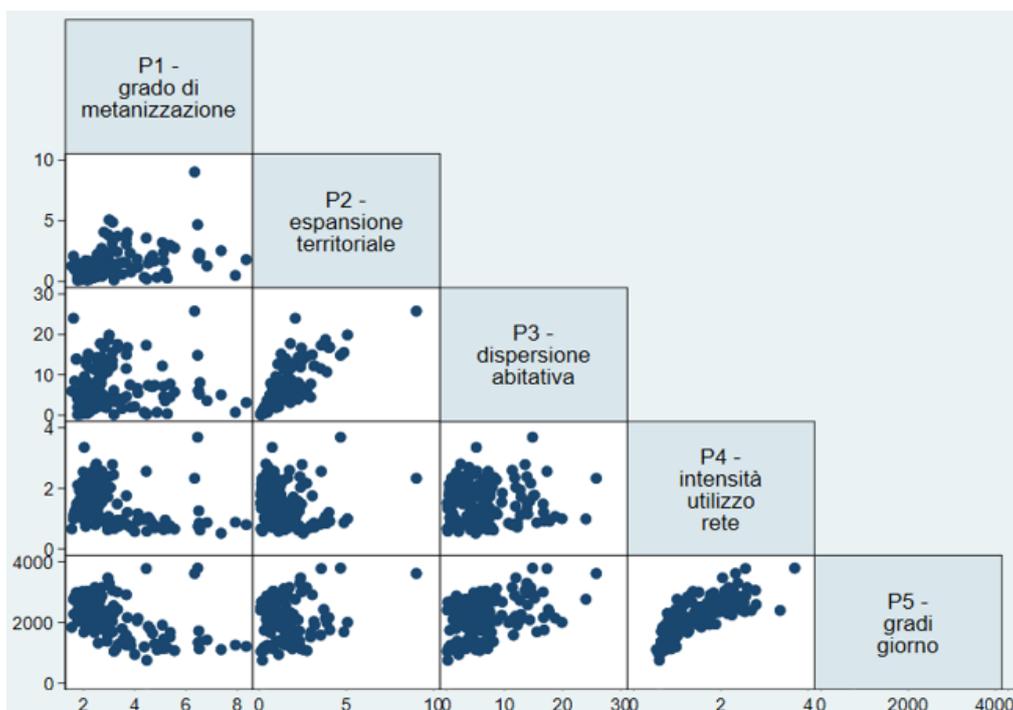
La tabella sottostante riporta le stesse informazioni contenute nel grafico sovraesposto e, in particolare, riporta alcune statistiche chiave delle variabili prese in considerazione. Si fa presente che le informazioni contenute nella tabella fanno riferimento ai valori degli ATEM e dunque contengono a loro volta una media aritmetica ottenuta dalle informazioni dei comuni che formano gli ATEM.

Tabella 3 – statistiche descrittive dei parametri

Parametro	N	Media	Dev. St.	Min	Max
P1	172	3,0	1,3	1,5	8,4
P2	172	1,3	1,2	0,1	9,0
P3	172	6,2	5,0	0,1	25,8
P4	172	1,6	0,6	0,5	3,7
P5	172	2230,8	595,7	751,0	3789,4

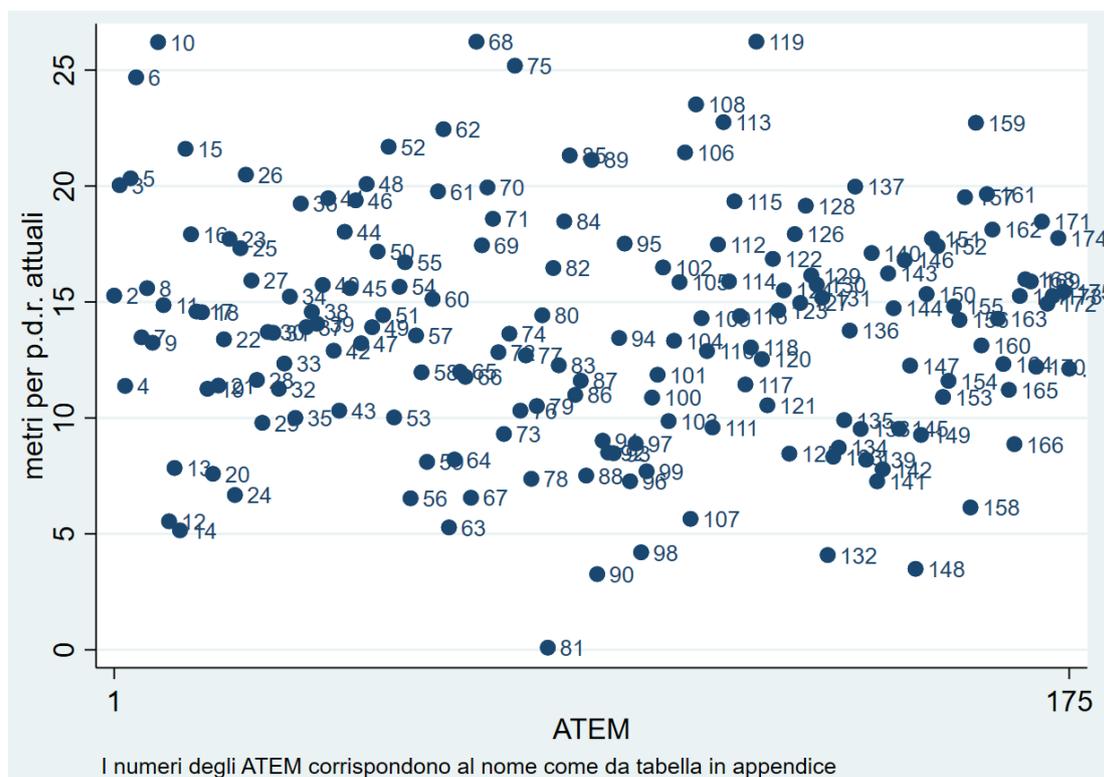
Si è quindi proceduto con il riesame e il confronto dei suddetti parametri, per verificarne la variabilità e l'impatto potenziale sulle CMS. Il grafico a dispersione sottostante mette i parametri in relazione tra loro, evidenziandone anche le principali correlazioni.

Grafico 2: matrice di dispersione tra i parametri



Il grafico sottostante mostra la distribuzione dei valori relativamente al rapporto metri per utenti serviti, dove sull'asse delle ascisse sono rappresentati il numero dei punti di riconsegna. Si tratta di una fotografia della situazione di partenza e i dati rappresentano i valori medi degli ATEM. Si tratta di un quadro con valori piuttosto variabili che rispecchiano le differenze esistenti nei var ATEM rappresentanti aree del Paese a loro volta differenti.

Grafico 3 – metri per p.d.r. attuali



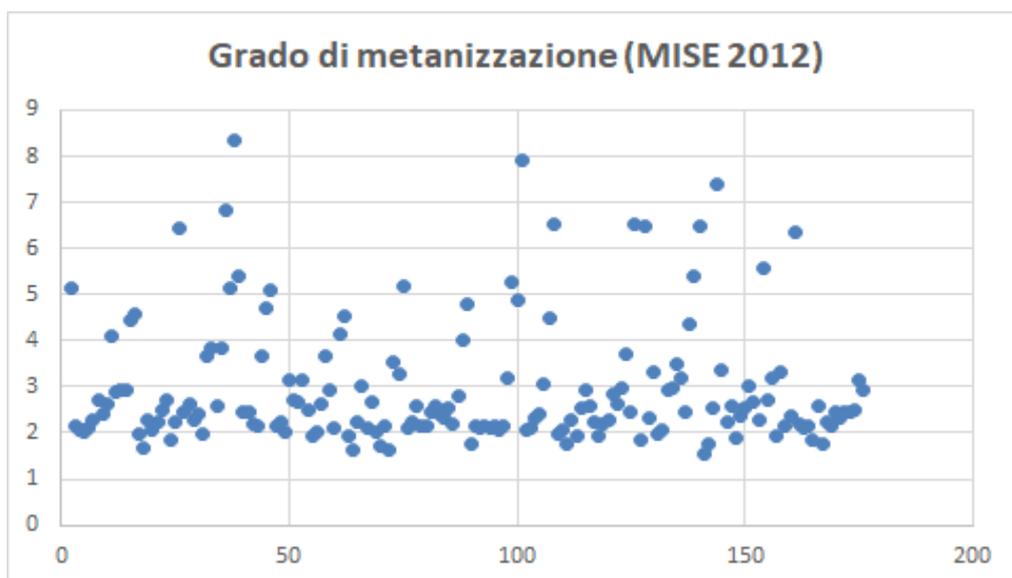
La rappresentazione in forma grafica mostra come vi sia una buona concentrazione di valori degli ATEM tra i 10 e i 20 metri al pdr con un numero di pdr totale che varia da 50.000 a 150.000; infatti, provando a calcolare il coefficiente di variazione (CV) di tale rapporto, si ottiene che la diffusione media attorno alla media dei valori (pari a 13.87 m/pdr) è pari circa al 35,66%.

In scala ridotta, sempre per esigenze di rappresentazione, sono stati esclusi dal grafico gli ATEM di Milano1, Roma1 e Torino1, che, hanno un numero di pdr. molto elevato (ampiamente oltre il mezzo milione) e presentano un rapporto rispettivamente pari 3,27, 4,09 e 3,49. Allo stesso tempo, è possibile osservare come vi siano dei casi al di fuori dei valori limite calcolati in funzione della media e della deviazione standard, che si attestano sotto alla soglia minima fissata dei 10 metri per pdr. (circa il 15% degli ATEM) e in qualche caso sopra ai 25. La situazione sul territorio italiano risulta quindi essere piuttosto variegata, essendoci ATEM in cui il rapporto metri per utenti serviti è coerente con le condizioni minime base stabilite dell'Autorità, ma, come si è visto, esistono determinati casi, anche in funzione di diverse caratteristiche territoriali e demografiche dei Comuni appartenenti all'ambito, in cui tale rapporto appare disallineato e quindi vi possono essere margini di rimodulazione e adattamento dello stesso.

P1 - Grado di metanizzazione

Il primo parametro preso in considerazione, già citato dallo stesso Decreto, qui identificato con il termine “p1”, è il grado di metanizzazione dell’ATEM. Esso è calcolato tramite il rapporto del numero di abitanti per i punti di riconsegna; ed indica il grado di copertura della distribuzione del gas nei vari comuni appartenenti all’ambito. Anche in questo caso, per dare un’evidenza della distribuzione di tali valori nel nostro territorio italiano, si riporta nel grafico 4 la rappresentazione grafica del parametro grado di metanizzazione. Considerando che la media di tale parametro con riferimento a tutti gli ATEM è pari 2,96, si può notare che una discreta parte dei valori in esame, per circa il 45% di essi, è concentrata attorno alla media nazionale, a testimonianza del fatto che la metanizzazione ha raggiunto ogni zona del nostro Paese, a fronte comunque di un residuo 10% di ATEM in cui si registrano valori elevati del rapporto e quindi un basso grado di metanizzazione; tra quest’ultimi, rientrano soprattutto gli ATEM del Mezzogiorno e quelli in cui la percentuale di Comuni montani è prevalente, quindi a titolo esemplificativo gli ambiti di Bolzano, Valle d’Aosta, Siracusa, Cosenza e Catania 2 – Sud. Inoltre, questa considerazione permette in parte di giustificare, a seguito delle risultanze dei modelli elaborati, la concessione di un maggiore valore di metri per pdr utilizzati come condizione minima per gli interventi di estensione.

Grafico 4 – Grado di metanizzazione



P2 - Densità di rete rispetto all’estensione del territorio

Il secondo parametro (p2) utilizzato per la rielaborazione delle CMS è l’espansione territoriale, calcolato come rapporto tra la superficie, in chilometri quadrati, dell’ambito e i chilometri di rete esistenti al suo interno. Questo parametro presenta un elevato grado di variabilità, dato che all’interno del territorio comunale possono esservi zone non urbanizzate e/o abitate che possono spostare notevolmente il valore rispetto a quello relativo alle sole aree urbanizzate/abitate dello stesso Comune.

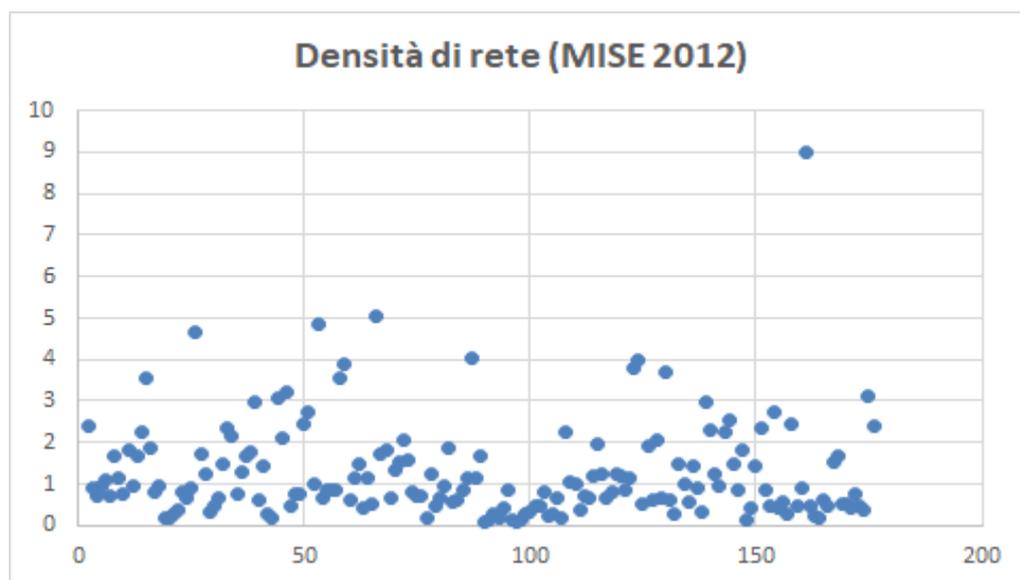
Tale rapporto mostra il grado di capillarità della rete di distribuzione del gas rispetto al territorio: laddove il rapporto si avvicina al valore 1 indica un’elevata espansione della rete, mentre un valore elevato di esso si traduce, viceversa, in una minore copertura del territorio.

In relazione all'osservazione precedente si ribadisce che potrebbero esservi Comuni con un'elevata espansione della rete nelle zone urbanizzate e/o abitate, ma per i quali il valore viene "inquinato" da una magari notevole estensione di territorio non urbanizzato/non abitato.

Nel grafico 5 è riportata, su modello dei precedenti grafici, la distribuzione di tale indice, escludendo dalla rappresentazione il solo ATEM della Valle d'Aosta, il quale presenta per tale indice un valore molto superiore rispetto agli altri ambiti, precisamente pari a 9.01 con 19.976 pdr totali. La media sul totale degli ambiti è pari a 1.28 e dal grafico è possibile osservare come vi sia una fitta concentrazione di valori compresi tra 0.3 e 1.5 in termini di rapporto superficie su chilometri di rete e aventi un numero di pdr totale che varia da 50.000 a 150.000.

Allo stesso tempo si può constatare anche come vi sia una forte variabilità nel nostro Paese per quanto riguarda l'espansione territoriale, infatti il coefficiente di variazione (CV) ha un valore pari al 91,82%, ad indicare l'eterogeneità dei valori e la loro forte dispersione su diversi livelli, in virtù del fatto che è un dato strettamente correlato alle caratteristiche orografiche dei vari ambiti territoriali.

Grafico 5 - Densità di rete

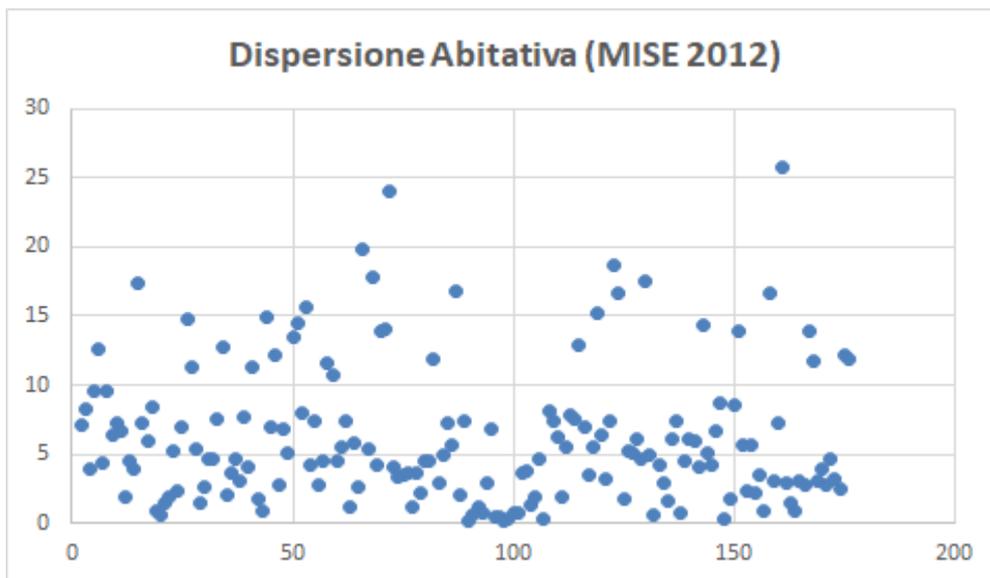


P3 - Dispersione abitativa

Un altro fattore di fondamentale importanza che viene citato dal Decreto 226/2011 e inserito nel modello di rielaborazione è la densità abitativa, ossia il numero di abitanti in una determinata area, generalmente espressa in km². Per tale parametro è stato convenuto, per avere uniformità nei valori, di utilizzare il rapporto inverso, cioè la superficie del territorio convertita in m² al numeratore e al denominatore il numero degli abitanti. La logica dell'inserimento di tale indicatore (p3) è quella di valorizzare le situazioni in cui il rapporto (superficie/n. abitanti) è alto, e di conseguenza vi è una bassa densità abitativa, al fine di riconoscere a questi ATEM un rapporto metri di rete al punto di riconsegna maggiore per gli interventi di estensione, cercando di favorire o comunque rendere più agevole la metanizzazione delle aree più disagiate (intendendo in generale per aree disagiate quelle

caratterizzate da una minore densità abitativa); viceversa, nei casi in cui vi è un basso rapporto tra superficie e abitanti, e quindi un'alta densità abitativa, l'intento è quello di differenziare il valore base di riferimento dei 10 metri per pdr. fissato dall'Autorità, mantenendo tale valore come soglia inferiore delle CMS e modulandolo a un livello ritenuto più congruo in funzione delle specifiche realtà territoriali. Anche per la densità abitativa è stata osservata la collocazione dei valori per i vari ATEM, e con il grafico sottostante, si rileva una media pari a 6,20 e la presenza di un'alta concentrazione, pari circa all'80% degli ATEM, di valori attorno alla media stessa. Infatti, anche dal punto di vista grafico si osserva che questa forte concentrazione si registra su ATEM aventi un numero di pdr tra 50.000 e 150.000 con una variabilità del rapporto che si attesta tra valori sopra lo 0 e 9. I casi eccezionali sono rappresentati sicuramente dagli ambiti di Milano1, Torino1 e Napoli1 che come già evidenziato in precedenza, hanno un numero di pdr superiore alla scala rappresentata nel grafico e allo stesso tempo un rapporto in tal caso basso, quindi sinonimo di un'alta densità abitativa. Al contempo, vi sono casi di ATEM con bassa densità abitativa, in particolare nella fascia di valori tra 10 e 20, e con un numero di punti di riconsegna tra i 50 e i 100 mila; da segnalare è il caso isolato della Valle d'Aosta che registra un valore pari a 25,77.

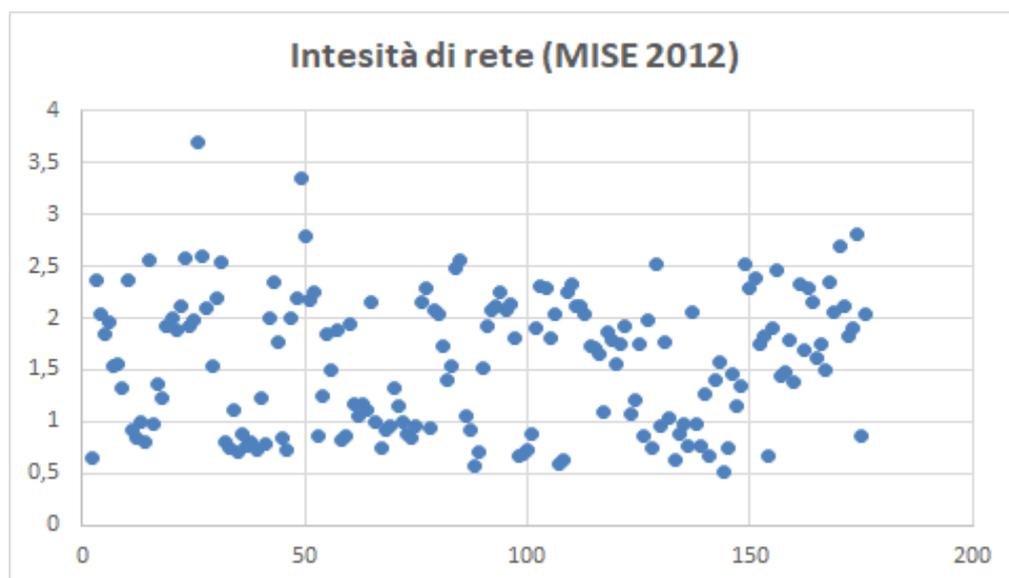
Grafico 6 – Dispersione abitativa



P4 - Intensità di rete

Il quarto parametro, indentificato come $p4$ misura i metri cubi di gas erogati per pdr.

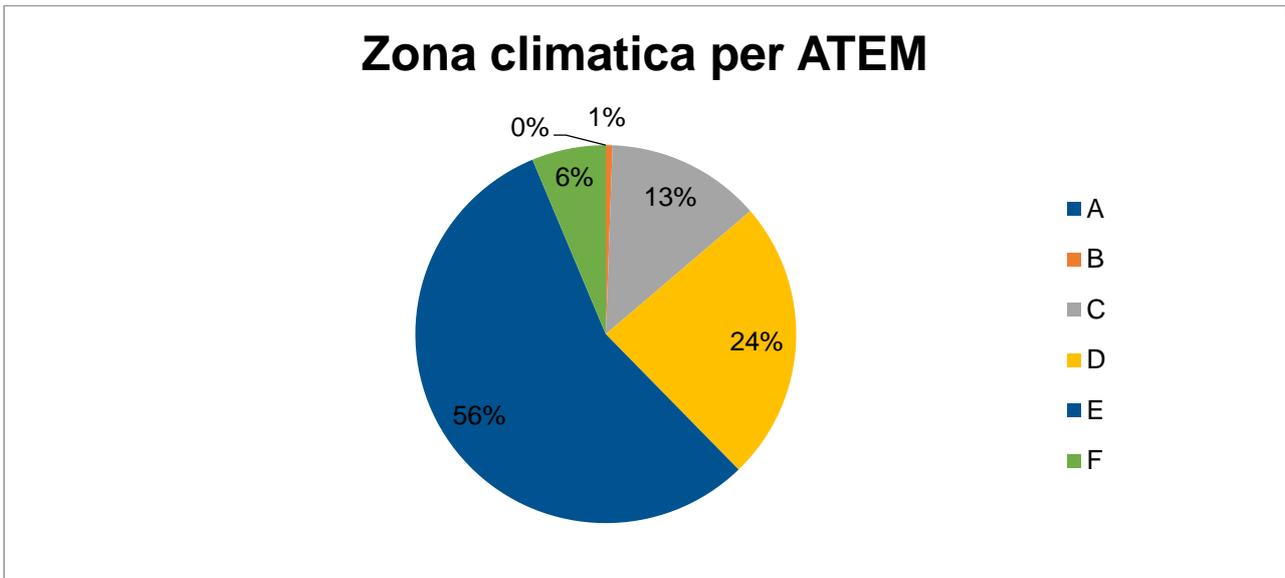
Grafico 7: Intensità di rete



P5 – Gradi giorno e zone climatiche

Inoltre, si è aggiunto un ulteriore parametro per tenere conto dell'aspetto ambientale, in particolare per considerare i benefici derivanti dall'utilizzo del gas naturale rispetto ad altri combustibili tradizionali in zone del nostro Paese in cui vi è un maggior fabbisogno termico, attraverso il riconoscimento di una soglia metri/pdr più alta per tali casi. Il parametro utilizzato è il grado giorno, cioè la somma estesa a tutti i giorni, in un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura fissata convenzionalmente pari a 20°C, e la temperatura media esterna giornaliera. Un valore di gradi giorno basso indica sostanzialmente un breve periodo di riscaldamento con temperature medie giornaliere prossime alla temperatura convenzionalmente stabilita, mentre un valore alto denota periodi di riscaldamento prolungati e temperature medie giornaliere nettamente inferiori rispetto a quella convenzionale. Il grado giorno risulta utile perché in funzione di tale parametro sono state individuate sei fasce climatiche che permettono di collocare i diversi ambiti territoriali minimi all'interno di tali fasce e svolgere valutazioni ai fini della rielaborazione della soglia per le CMS. Riportando queste considerazioni all'interno dell'analisi, sono stati calcolati i valori medi per ambito territoriale minimo relativamente al grado giorno e si evidenzia che il 56% di essi rientra nella zona climatica E e il 24% nella fascia D, che viste congiuntamente rappresentano la quasi totalità degli ATEM; la restante parte è suddivisa per il 13% all'interno della fascia C, per il 6% nella fascia B, con il solo ambito Palermo 1 (città di Palermo) caratterizzato da un valore medio di gradi giorno rientrante nella fascia B. Si sottolinea come nessuno degli ambiti ricada nella zona climatica A considerato l'irrilevante numero di Comuni che registrano valori da 0 a 600 GG. I dati sono meglio rappresentabili nel grafico sottostante, dove tutti i 172 ATEM sono suddivisi nelle diverse zone climatiche, registrando una media totale pari a 2231 gradi giorno.

Grafico 8 – zone climatiche



2.3.3. Stima delle CMS in funzione dei parametri individuati

Sulla base dei parametri individuati nel paragrafo precedente, la proposta di rielaborazione delle CMS, per gli interventi di estensione della rete, parte dallo standard stabilito dall’Autorità, cioè dalla Condizione “10 metri per punto di riconsegna” evidentemente sin qui presa a riferimento dalla stessa ARERA come riferimento medio nazionale (CMS base) e non per singolo ATEM.

L’approccio utilizzato consiste nell’individuazione di una serie di variabili (v) dalle quali derivare dei coefficienti (c) a seconda del valore delle variabili stesse. Tali coefficienti c sono poi moltiplicati tra loro generando il fattore (X). Il fattore X viene poi applicato alle CMS base.

Di conseguenza dato che X è il prodotto dei coefficienti c, si propone un ricalcolo delle Condizioni Minime di Sviluppo secondo la seguente formula: $CMS\ ATEM = (CMS\ Base) * X$ che può essere rappresentata attraverso il grafico seguente.

Immagine 1 – processo di stima delle CMS



Il modello di applicazione utilizza come soglia minima l’attuale rapporto metri su punti di riconsegna, prevedendo quindi anche la possibilità di stabilire, per alcuni ATEM, soglie per le condizioni minime di sviluppo in taluni casi teoricamente inferiori a 10m/pdr; casistica che appare plausibile in forza delle evidenze descritte nei vari parametri analizzati.

In definitiva, le elaborazioni effettuate dimostrano la possibilità di individuare CMS differenziate in funzione delle diverse caratteristiche territoriali.

Nella elaborazione effettuata si sono distinte le realtà delle grandi città metropolitane e delle città capoluogo presenti negli Atem da quella dei restanti Comuni ad esso appartenenti, al fine di cogliere le differenziazioni, previste anche dal D.M 226/11, in base al grado di metanizzazione raggiunto e alla densità abitativa della realtà considerata.

Una simile impostazione conduce a considerare specifici, distinti valori delle CMS per le grandi città metropolitane, per le città capoluogo eventualmente presenti all'interno dell'Atem e per i restanti Comuni ad esso appartenenti.

Chiaramente, con un'impostazione del tutto analoga si potrebbero elaborare anche ulteriori clusterizzazioni dei Comuni appartenenti agli Atem, laddove, al fine di mantenere ad esempio la differenziazione tra Comuni c.d. "disagiati" e Comuni c.d. "non disagiati" sin qui seguita dall'ARERA nelle proprie valutazioni, si ritenesse di individuare una dimensione dei Comuni (ad es. in base al numero di abitanti) sino alla quale questi sono considerati "disagiati". Con una simile impostazione si potrebbero quindi opportunamente differenziare valori delle CMS per:

- grandi città metropolitane e città capoluogo presenti negli Atem, ciascuna rispettivamente con uno specifico valore del parametro (come anche da elaborazioni svolte con il presente studio);
- altri Comuni "non disagiati" presenti nell'Atem (con un numero di abitanti superiore alla soglia sopra ipotizzata, se questa fosse considerata come parametro significativo allo scopo);
- Comuni "disagiati" appartenenti all'Atem (considerati tali quando con un numero di abitanti inferiore alla predetta soglia, sempre salvo quanto specificato sopra).

2.3.4. Definizioni di mantenimento e potenziamento

Si ritiene utile riportare le descrizioni utilizzate nell'ambito dei confronti tra gli esperti.

A) Mantenimento = interventi che garantiscono la continuità nel tempo delle caratteristiche di integrità e sicurezza del sistema distributivo, mediante riparazione di dispersioni evidenziate nel corso delle attività programmate o da segnalazioni di terzi; insistono nei costi operativi gestionali.

B) Potenziamento/magliatura = interventi che comportano la sostituzione di parti patrimonialmente riconosciute di tubazioni o impianti, che ne rinnovano la vita utile oltre a renderli adeguati alle esigenze di servizio; insistono nei costi di capitale.

Si tratta di interventi che possono essere conseguenti a estensioni di rete per garantirne le giuste condizioni di portata/pressione, o essere svolti per motivi di sicurezza in emergenza (magliatura della rete per garantire la doppia alimentazione di zone della rete stessa nel caso di disservizi non previsti) o per motivi di adeguamento delle capacità di portata/pressione in zone periferiche o disagiate del sistema.

Per quanto riguarda gli interventi di mantenimento, in termini di sviluppo/evoluzione/affinamento del modello si potrebbe in aggiunta valorizzare il beneficio di questi interventi in ottica di riduzione di fughe e pertanto emissioni di metano in atmosfera (da valutare in funzione di vetustà, materiali, tipologie costruttive, fugacità degli impianti), in modo da valorizzare anche il beneficio in termini di decarbonizzazione

Per quanto riguarda la normativa di riferimento si richiamano in particolare gli obblighi di servizio definiti nella delibera 569/2019/R/Gas. La normativa fa riferimento ai seguenti indicatori di sicurezza:

- vita residua media ponderata delle condotte di rete in alta e media pressione;
- vita residua media ponderata delle condotte di rete in bassa pressione;
- percentuale annua di rete in alta e media pressione sottoposta a ispezione;
- percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta a ispezione;
- numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata;
- numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete;
- numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali;
- tempo di risposta alla chiamata per pronto intervento;
- tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento;

Le Norme UNI applicabili sarebbero le seguenti:

- UNI 9167 (tutte le parti) Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto;
- UNI 9571-1 Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas connesse con le reti di trasporto – Parte 1: Sorveglianza;
- UNI 9571-2 Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas connesse con le reti di trasporto - Parte 2: Sorveglianza dei sistemi di misura;
- UNI 11632 Attività professionali non regolamentate - Figura professionale del personale addetto alle attività di sorveglianza degli impianti di distribuzione del gas naturale - Requisiti di conoscenza, abilità e competenze;
- UNI 7133 Odorizzazione di gas per uso domestico e similare (tutte le parti);
- UNI 9463 (tutte le parti) Odorizzazione ed odorizzanti per gas combustibili impiegati in usi domestici o similari – Impianti di odorizzazione – progettazione, costruzione ed esercizio;
- UNI/TR 11631 Monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione (VII specie);
- UNI 11323 Pressione di fornitura del gas distribuito a mezzo rete, nel caso di fornitura in settima specie - Modalità di verifica;
- UNI/TS 11297 Metodologia di valutazione rischi di dispersione gas.

Altro elemento utile sono le Linee Guida CIG:

- Linea Guida CIG Nr. 04 La gestione delle emergenze da gas combustibile sull'impianto di distribuzione (Gennaio 2020);

- Linee Guida CIG Nr. 07 Classificazione delle dispersioni di gas sull'impianto di distribuzione (Gennaio 2020);
- Linee Guida CIG Nr. 10 L'esecuzione delle attività di pronto intervento gas (2012);
- Linee Guida CIG Nr. 11 Esecuzione degli accertamenti documentali della sicurezza degli impianti di utenza a gas ai sensi della deliberazione 40/2014/R/gas (2018);
- Linee Guida CIG Nr. 12 Attivazione o riattivazione dell'impianto del cliente finale (2020) Linee Guida CIG Nr. 15 La gestione degli incidenti da gas combustibile distribuito a mezzo di reti e comunicazione delle emissioni di gas in atmosfera (Gennaio 2020);
- Linee Guida CIG Nr. 16 Esecuzione delle ispezioni programmate e localizzate delle dispersioni sulla rete di distribuzione per gas con densità < 0,8 e con densità > 0,8 (Febbraio 2020).

Gli interventi di mantenimento o potenziamento non appaiono in linea di massima assoggettabili a indicatori di merito in quanto trattasi di obbligatoria necessità di mantenimento di condizioni di sicurezza (responsabilità penale).

La richiamata UNI 11631, introduce tuttavia anche un Indicatore di Efficienza della rete da calcolarsi sulla base dei dati risultanti nell'anno solare dai rilevatori automatici in rete; l'indicatore misura la capacità del sistema distributivo di erogare gas ai punti di riconsegna con valori superiori ai limiti minimi e inferiori ai limiti massimi definiti dalla UNI 11323:2016, per un tempo almeno pari al 60% del tempo di osservazione

2.3.5. Applicazione della Analisi ACB per interventi che superano le CMS

Nel caso le Stazioni Appaltanti desiderino procedere con interventi che oltrepassano le soglie minime (CMS) di cui al paragrafo precedente, si ritiene che si debba procedere come indicato nel DCO 410/2019/R/gas di ARERA cui si rimanda⁴⁶. In particolare, all'articolo 11 (ACB ai fini dell'individuazione di ulteriori interventi da includere nelle Linee guida programmatiche d'ambito) si legge:

- *(11.1) Si è già detto che gli interventi le cui caratteristiche rientrano nei parametri delle CMS non devono sostenere un'ulteriore ACB (avendola già superata con lo step precedente) mentre gli interventi le cui caratteristiche non rientrano nei parametri delle CMS devono essere sottoposti a specifica ACB (considerati come interventi stand-alone).*
- *(11.2) A tale scopo deve essere condotta una ACB secondo le indicazioni precedenti, con i necessari adattamenti conseguenti al fatto che non viene valutato un gruppo di interventi (un piano) bensì un singolo intervento considerato stand alone.*

Si tratta quindi, in relazione alla valutazione dei benefici per i consumatori, di “adottare un approccio multi-stadio e multi-criteri” come precisato all'articolo 4, ove si precisano i passaggi (“stadi”) di elaborazione dell'ACB:

⁴⁶ In realtà anche la modalità di redazione dell'ACB ivi indicata andrebbe meglio specificata e standardizzata da un punto di vista applicativo per facilitarne l'impiego.

- *primo stadio: analisi degli impatti per i consumatori ricompresi all'interno dell'ambito di concessione, sulla base dei prezzi di mercato;*
- *secondo stadio: analisi degli impatti per i consumatori ricompresi all'interno dell'ambito tariffario (più esteso rispetto a quello di concessione), depurando i prezzi di mercato da tutti gli elementi potenzialmente distorsivi, quali tasse, accise, sussidi, agevolazioni, ecc.; analoga operazione di depurazione dagli effetti distorsivi deve essere condotta con riferimento alle tariffe delle forniture energetiche;*
- *terzo stadio: analisi degli impatti socio/ambientali. 4.3 Lo sviluppo del primo stadio può essere condotto mediante un'analisi costo efficacia (di seguito: ACE) che si ritiene possa essere uno strumento adeguato e idoneo a raggiungere gli obiettivi identificati nel decreto 226/11.*

Il CESISP intende occuparsi, in una auspicabile seconda fase del laboratorio, di progettare ed elaborare un format condiviso di ACB a disposizione delle SA che pur tuttavia conservi una impostazione tale da assicurare anche la successiva fase di predisposizione dell'offerta da parte dei concorrenti e, di conseguenza, dell'aggiudicatario.

A tale scopo si potrebbe partire da quanto disponibile in letteratura, ed in particolare:

- deliberazioni ARERA contenenti osservazioni in merito alla documentazione di gara inviata dalle stazioni appaltanti ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto 226/2011. Osservazioni sulla coerenza delle analisi costi-benefici e sulla congruità delle condizioni minime di sviluppo individuate nelle linee guida predisposte dalla stazione appaltante. Sono disponibili i casi di Belluno, Milano1, Torino 1, Aosta, Modena, ecc.
- CONTRIBUTO ANCI. Documento metodologico per "Analisi costi-benefici per interventi di estensione e sviluppo delle reti di distribuzione del gas naturale". Pubblicazione ANCI del Luglio 2020.

Sulla base di questi contributi, per ora limitati agli interventi di estensione, si ritiene di poter impostare e condividere una Linea Guida Operativa, un modello, da rendere fruibile e utilizzabile da parte delle Stazioni appaltanti.

3. Semplificazione del campo di applicazione dell'analisi costo benefici e Nuovo scenario energetico: implicazioni per la distribuzione gas

3.1. Semplificazione nel campo di applicazione della ACB

La ricerca, per la parte illustrata nel presente paragrafo, si è posta l'obiettivo di avviare approfondimenti per proseguire su un percorso di semplificazione che tocchi i punti critici delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas e allo stesso tempo di apportare un beneficio o un margine di semplificazione, per il loro compimento laddove sono presenti dei limiti intrinseci alla procedura stessa. Uno di questi è l'Analisi Costi-Benefici, dove il tentativo di semplificazione è diretto a ridurre il suo campo di applicazione. Tentativo che, da un lato mira a garantire una validazione sul piano economico-finanziario degli investimenti e della loro recuperabilità, e dall'altro che tali investimenti di sviluppo siano effettuati nella logica di garantire maggiore efficienza ed efficacia rispetto alla centralità della politica ambientale che accompagna la politica energetica nei confronti dei consumatori. Questo tentativo di semplificazione agisce in particolare sotto due diverse direttrici di analisi, che hanno l'obiettivo di coniugare da una parte la dimensione *Governance* multilivello del settore gas e dall'altra la conduzione di un'analisi complessa, quale l'Analisi Costi-Benefici, e la possibilità di condurla in modo efficace rispetto al *set* informativo di cui i diversi soggetti, coinvolti in questa dimensione, dispongono. Nello specifico, l'approccio di semplificazione viene direttamente collegato al soggetto Stazione appaltante, che all'interno della *governance* multilivello del settore, si trova spesso nella situazione di dover inferire delle valutazioni sulla base di ipotesi per cui essa non ha alcuna competenza decisionale, e non possiede tantomeno un adeguato *set* informativo ai fini di una completa attuazione.

Le considerazioni sin qui fatte, vengono riprese congiuntamente con quanto disposto dall'articolo 9, comma 3 del Decreto 226/2011, ove si richiede da un lato un'analisi finanziaria sugli investimenti eleggibili che derivano dai criteri minimi di sviluppo rispetto ai quali gli stessi devono rispettare una serie di condizioni a garanzia dell'equilibrio economico-finanziario del gestore e dall'altro una seconda linea di analisi atta ad identificare la convenienza complessiva per la società della realizzazione di un intervento. Quest'ultima analisi che possiede un suo grado di complessità ed è ampiamente descritta nell'Allegato 2 del DCO 410/2019/R7gas, è composta da tre diversi stati di cui riportiamo i tratti essenziali:

1. Nel primo stadio si valutano gli impatti per i consumatori ricompresi all'interno dell'ambito di concessione, sulla base dei prezzi di mercato. Stadio che può essere effettuato attraverso un'analisi costo-efficacia (ACE) che consiste nell'individuare la soluzione che rende minimo il costo e che allo stesso tempo sia conveniente per il consumatore e presenti i presupposti per connettere il soggetto alla rete che è oggetto di sviluppo.

2. Nel secondo stadio si analizzano gli impatti per i consumatori ricompresi all'interno dell'ambito tariffario⁴⁷, depurando i prezzi di mercato da tutti gli elementi potenzialmente distorsivi, quali tasse, accise, sussidi e agevolazioni, perché rappresentano un trasferimento di denaro tra diversi soggetti e non un reale costo o beneficio economico per la società; questo viene tenuto a mente sia per l'opzione di metanizzazione che in quella controfattuale. In tal modo si ottiene che le eventuali asimmetrie di tipo fiscale tra le diverse soluzioni in analisi non condizionino i risultati, o meglio che la soluzione preferibile non risulti tale solo per l'effetto di sussidi a carico di consumatori che non rientrano nel perimetro dell'ambito di concessione;

3. Nel terzo stadio si effettua un'analisi degli impatti socio/ambientali considerando le esternalità generate dalle alternative in esame, calcolate secondo un approccio di tipo *Lyfe Cycle Assessment* (LCA). Sono presi in considerazione l'impatto monetizzato del *Global Warming*, il contributo alla qualità dell'aria locale, gli impatti generati durante la fase di approvvigionamento dei combustibili non distribuiti in rete e quelli generati nelle fasi di cantiere durante la realizzazione delle reti.

Nella immagine seguente si evidenzia la situazione del "set informativo" che consegue ad una regolazione multilivello in relazione ai compiti di ciascun singolo soggetto istituzionale coinvolto nella Governance del sistema decisionale di costi e benefici.

Immagine 2 - Dinamica processo decisionale per CMS in Linee Guida Programmatiche d'ambito



Per quanto riguarda il primo stadio, in cui si effettua un'analisi costo-efficacia sul consumatore all'interno dell'ATEM, è possibile integrare – da parte della Stazione

⁴⁷ Gli ambiti tariffari sono più estesi rispetto agli ambiti di concessione.

Appaltante - all'interno di un'unica analisi dell'investimento la razionalità finanziaria del gestore nonché l'efficienza per il consumatore.

Passando invece al secondo stadio, sempre ponendoci nell'ottica della Stazione appaltante, essa non possiede informazioni su tutto quello che succede all'interno dell'intera area macro-tariffaria. Esiste in questo caso, per tale soggetto, un problema di coordinamento decisionale, in quanto la Stazione appaltante dovrebbe valutare gli effetti sull'ambito tenendo fermo il comportamento di sviluppo di tutti gli altri soggetti, non conoscendo le decisioni simultanee degli altri ATEM rientranti nella zona tariffaria. Con riferimento all'ultimo stadio dell'analisi, impostato secondo il classico *test* delle ipotesi o valutazioni controfattuali, si vanno a confrontare l'ipotesi zero (hp_0) con la soluzione gas (hp_1), comprendente soluzioni alternative che possono dipendere da scelte di comportamento individuale, ma anche da scelte di policy né prevedibili né appartenenti alla disponibilità della Stazione appaltante. Si viene a creare quindi, un rischio che viene chiamato *false negative*, ossia il caso in cui venga rigettata l'ipotesi uno (hp_1), investimento gas, rispetto ad un'alternativa ipotesi zero (hp_0), con la possibilità che, qualora non sia nella disponibilità della Stazione appaltante fornire un indirizzo o governare quell'ipotesi valutata come migliore rispetto al gas, la stessa non venga minimamente realizzata. Più in generale, vi è comunque un rischio di carattere metodologico quando all'interno di una macro area tariffaria vi sia simultaneità di ipotesi fra di loro non coordinate, quali ad esempio scelte di politica energetica che possono essere superiori rispetto alla perimetrazione geografica del singolo ambito territoriale minimo, non rientrano nella *governance* delle decisioni della Stazione appaltante e che tantomeno quest'ultima è in grado di potere utilizzare per confutare l'opportunità di sviluppare o meno la rete gas. Concludendo, di fatto una linea semplificatoria può essere intrapresa all'interno dell'affidamento di compiti al soggetto Stazione appaltante, ove il *set* informativo che gli consente di effettuare queste valutazioni sia strettamente collegato con una *governance* effettiva delle decisioni connesse alla stessa Stazione appaltante. Tale semplificazione può essere utile a rimuovere un eccesso di valutazione che rischia di essere declinato secondo obiettivi teorici ben definiti, ma che, a causa di una rilevante asimmetria informativa, comportano solamente costi di implementazione di un processo e spesso barriere allo sviluppo delle gare.

3.2. Il PNIEC: il settore gas e prospettive per il settore della distribuzione

Diventa di fondamentale importanza focalizzare l'attenzione sul ruolo del gas naturale negli anni futuri e all'interno del nostro Paese alla luce dei nuovi scenari, obiettivi e aspetti che non possono essere trascurati nell'ambito di un percorso strategico in costante evoluzione. I temi centrali che si incrociano con il ruolo del gas naturale sono sicuramente quelli della decarbonizzazione dell'economia, dello sviluppo di fonti energetiche rinnovabili e di una sempre maggiore attenzione verso la tutela dell'ambiente, del paesaggio e della qualità dell'aria. In questo ambito, le politiche dirette alla decarbonizzazione del sistema energetico devono essere supportate in modo da fornire vantaggi ai cittadini e alle imprese, cioè ai consumatori, i quali sono maggiormente sensibili all'efficienza energetica e alla generazione

diffusa da fonti rinnovabili. Per questo motivo occorre osservare quali saranno gli orientamenti e le prospettive relativamente, in questo particolare caso, al gas naturale all'interno del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC).

Con il presente Piano, predisposto dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, vengono sostanzialmente definiti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulla riduzione delle emissioni di gas serra, sulle fonti rinnovabili, in aggiunta agli obiettivi in tema di sicurezza energetica, mercato unico dell'energia e competitività; per ciascuno di questi obiettivi vengono inoltre stabilite le misure e le politiche che verranno attuate ai fini del loro raggiungimento. Il percorso intrapreso dal nostro Paese è strettamente legato e in linea con quello derivante dagli orientamenti comunitari, sin dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto (che ha previsto l'obbligo di raggiungere una riduzione delle emissioni degli elementi inquinanti rispetto ai livelli del 1990) fino all'Accordo di Parigi del 2015 con il quale si è stabilito di contenere l'aumento della temperatura media globale al di sotto della soglia di 2°C e limitare l'aumento a 1.5°C rispetto ai livelli preindustriali. Strada che l'Italia intende seguire attraverso la promozione del *Green New Deal (European Green Deal)* una sorta di patto verde con le imprese e i cittadini consumatori, nel quale l'ambiente rappresenta l'elemento economico trainante del Paese.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima è supportato nella sua realizzazione dalla costruzione di scenari, ossia di strumenti a supporto della politica energetico-ambientale che sono in grado di rappresentare le complessità delle interconnessioni del sistema energetico, le incertezze derivanti da lunghi orizzonti temporali e allo stesso tempo di confrontare gli impatti delle misure e delle politiche intraprese. Sono stati costruiti nel Piano due diversi scenari, il primo chiamato "BASE" che descrive un'evoluzione del sistema energetico con politiche e misure coerenti, e un secondo scenario "PNIEC", che va ad identificare gli obiettivi strategici del Piano.

Partendo da ciò è possibile avere un quadro ben definito degli obiettivi generali del Piano attraverso una tabella riportata al suo interno, in cui vengono esposti i principali target in materia di energia e clima dell'Unione Europea e dell'Italia al 2020 e al 2030.

Tabella 6 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

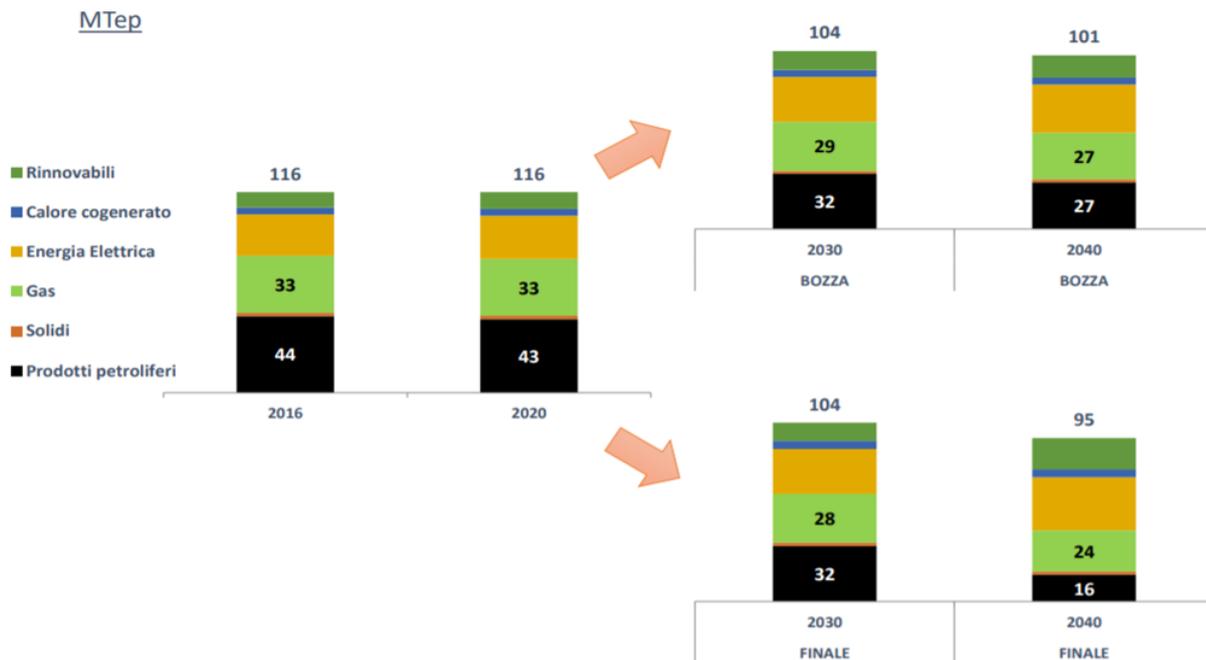
Si individuano sostanzialmente tre classi di obiettivi, evidenziati in grassetto nella Tabella, dove il primo riguarda la quota di energia rinnovabile (FER) per la quale l'Italia individua un obiettivo di copertura, al 2030, pari al 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, prevedendo in particolare un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili. L'imposizione di tale percentuale deriva dall'obiettivo vincolante dell'UE di almeno il 32% di energia rinnovabile nel 2030, da raggiungere attraverso una traiettoria indicativa che parte dal 2021 e passa per diversi punti di riferimento fissati al 2022, 2025 e 2027. In ogni caso viene specificato che, indipendentemente dal contributo di uno Stato membro all'obiettivo vincolante dell'UE, esso può fissare anche obiettivi più elevati in termini percentuali. Il raggiungimento del 30% quale contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030, viene suddiviso nei diversi settori prevedendo come obiettivo il 22% per la quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti e un indicativo aumento di 1,3% annuo per quanto riguarda il riscaldamento e il raffreddamento. Il secondo obiettivo che si trova nella Tabella è quello dell'efficienza energetica, anch'esso rispondente ad un obiettivo comunitario di almeno il 32,5% nel 2030. Obiettivo che è declinabile in altri due diversi obiettivi, dove il primo è la riduzione dei consumi al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e al 39,7 % dell'energia finale rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007 (nel dettaglio si vuole raggiungere i 125,1 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale). L'altra declinazione corrisponde all'ottenimento di un risparmio dei consumi finali tramite regimi obbligatori di EE, pari allo 0,8% annuo nel settore dei trasporti, garantito da interventi di spostamento della mobilità passeggeri privata verso quella collettiva e/o *smart mobility*, da interventi di spostamento del trasporto su gomma a quello su rotaie per le merci e dagli interventi di efficientamento dei veicoli. Per quanto riguarda invece il terzo obiettivo delineato all'interno del Piano, ossia la riduzione delle emissioni di gas serra, non s'individuano obiettivi a livello nazionale relativamente alla riduzione delle emissioni, rispetto all'anno 2005, per tutti gli

impianti vincolati dalla normativa ETS, e alla riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990; per questi viene dato un obiettivo vincolante a livello europeo, rispettivamente pari al 43% e 40%. A livello nazionale, l'Italia ha come obiettivo quello di ottenere una riduzione di gas a effetto serra nei settori ricadenti nell'ambito di applicazione del Regolamento *Effort Sharing*, ossia un -33% rispetto al 2005 nei settori non ETS. Percentuale che potrà essere raggiunta con una riduzione minima cumulativa delle emissioni pari a 142 Mt CO₂eq, prevalentemente ottenuta nei settori trasporti, industria e civile.

Questi obiettivi vincolanti presentati all'interno del PNIEC e le politiche che verranno intraprese dal nostro Paese, avranno sicuramente un impatto sul ruolo del gas naturale nei prossimi anni. Per comprendere gli effetti degli obiettivi posti e delle politiche, occorre dare uno sguardo agli ultimi dati quantitativi che sono altresì riportati all'interno del Piano. In termini di consumo, l'Italia ha registrato nel 2017 un valore pari a 75,1 mld di Sm³, con un aumento rispetto all'anno precedente di 4,2 mld di Sm³. Le importazioni giocano un ruolo fondamentale nel nostro Paese, rappresentando infatti circa il 92% dell'offerta totale e registrando valori pari a 65,07 e 69,35 mld Sm³ rispettivamente per gli anni 2016 e 2017. Valori in diminuzione rispetto all'anno 2016 sono registrati per la produzione nazionale di gas e per il consumo derivante dai terminali di GNL. Si evidenziano nel Piano anche i principali progetti relativamente all'interconnessione della rete gas con l'estero, tra i quali si ricorda la conclusione nel 2018 del progetto "*Supporto al mercato nord ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri*" che favorisce una maggiore integrazione del mercato italiano con gli altri mercati europei; il progetto di interconnessione con Malta attraverso un nuovo gasdotto con punto di partenza da Gela; e infine i lavori in avanzato stato di completamento del progetto "*Interconnessione TAP – Trans Adriatic Pipeline*", adatto al collegamento del nuovo punto di entrata alla rete nazionale dei gasdotti al fine di rendere disponibile una capacità massima in ingresso pari a 46 MSm³/g.

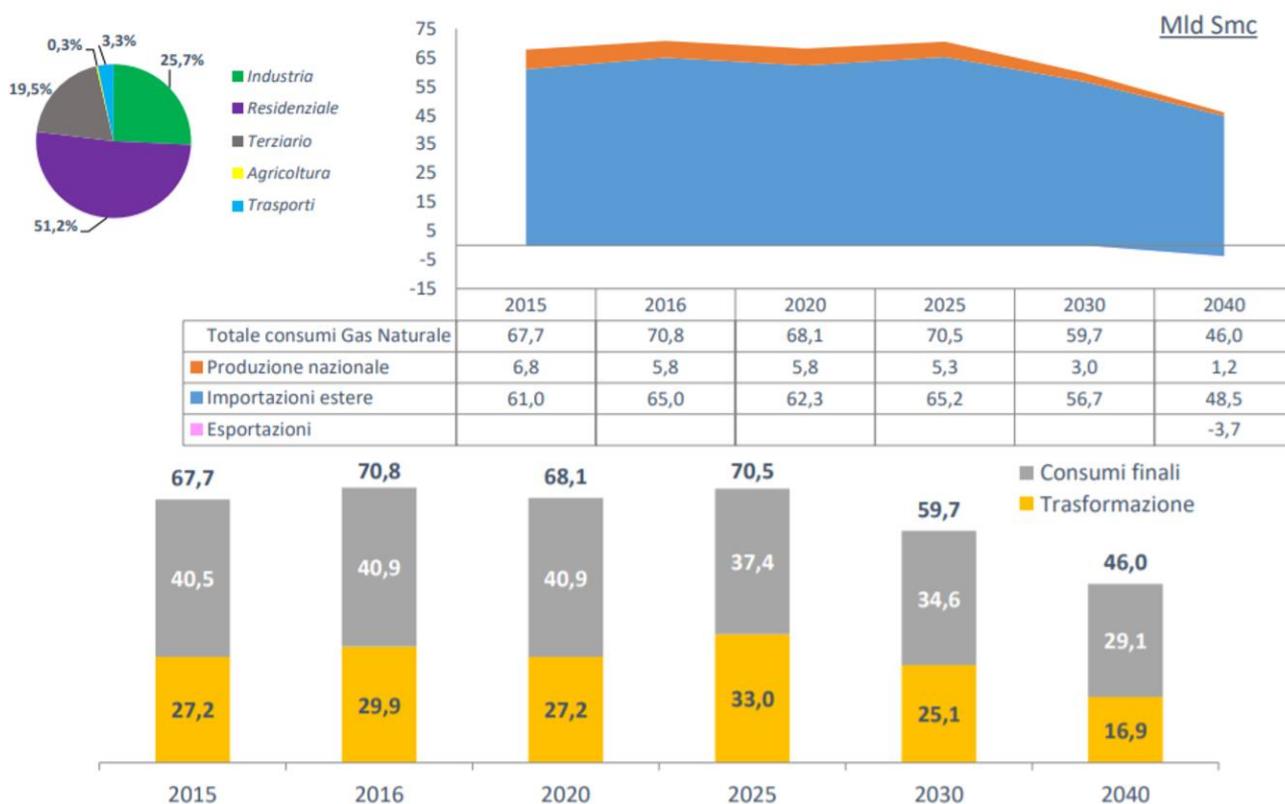
Il consumo di gas naturale, come già anticipato, varierà per effetto dei cambiamenti necessari per raggiungere gli obiettivi fissati dal Piano e, tra questi, i punti che sicuramente determineranno una sua diminuzione, vi è il raggiungimento dell'obiettivo di efficienza energetica nei settori di uso finale, il quale porterà ad una variazione negativa dei consumi di energia pari a quasi 9.3 Mtep al 2030, e quello relativo alla quota del 30% di FER. A questi si aggiungono le ipotesi di intermodalità e *smart mobility* che porteranno ad una riduzione della movimentazione di passeggeri e merci su gomma, e un'ulteriore possibilità di utilizzo dell'idrogeno nei trasporti, che ha però, in questo caso, un impatto poco significativo in termini di consumo (pari a circa l'1% dei target FER-trasporti). In direzione opposta, vi sono anche fattori caratterizzanti il PNIEC che hanno un effetto positivo sui consumi di gas al 2030, tra i quali si ricorda il *phase out* del carbone nella generazione elettrica previsto nella finestra 2020-2025, un import netto elettrico al 2030 piuttosto contenuto e la considerazione della direttiva DAFI per quanto riguarda lo sviluppo di GNL e delle stazioni per il trasporto su strada. Entrando nel dettaglio dei numeri, è utile osservare l'evoluzione dei consumi finali di energia per fonte al 2040 confrontando, come illustrato nella seguente figura, quanto originariamente posto nella bozza del PNIEC del 2019 e lo scenario finale presentato nel 2020.

Immagine 3: previsioni settore



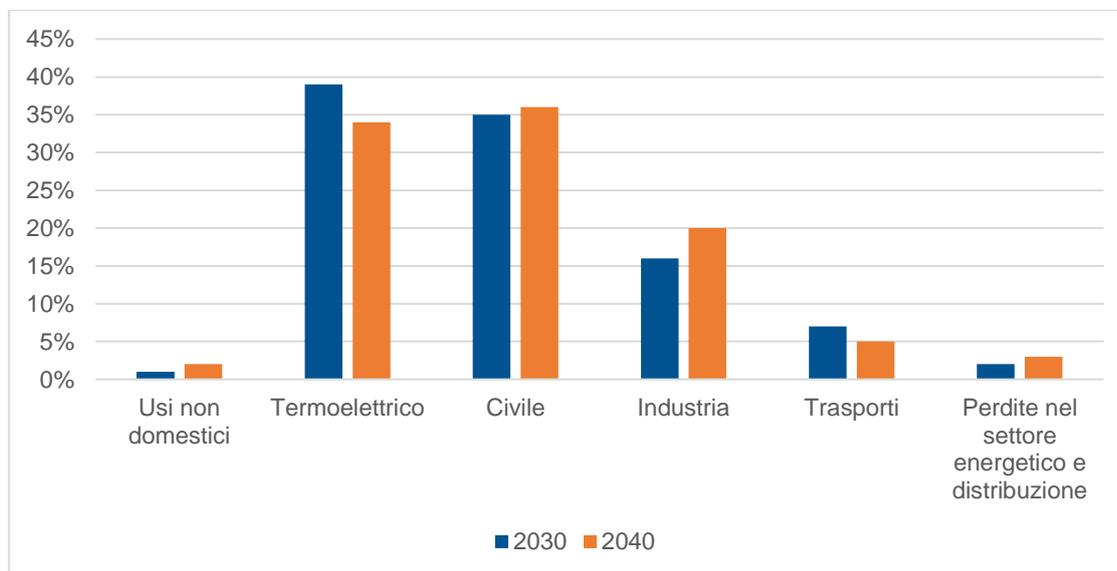
Come si può ben osservare dalla rappresentazione in figura, viene mostrata la quota di consumo per fonte al 2030 e al 2040, sia per quanto esposto nei dati della Bozza del PNIEC che per lo scenario finale presentato. A livello generale, si può dedurre che il consumo finale di energia subirà una rilevante diminuzione, passando dai 116 MTep del 2020 ai 104 MTep nel 2030 e fino a 101 Mtep nel 2040 nella Bozza del PNIEC; diminuzione ancora più forte e quindi dati più restrittivi sono stati presentati nello scenario PNIEC del 2020, che vede la quota di consumo finale di energia al 2040 scendere fino ai 95 MTep. Riportando l'attenzione sul consumo di gas, si osserva come tale fonte subirà una diminuzione rispetto ai dati del 2016: in particolare, nella Bozza del PNIEC, la quota di consumo di gas passa dai 33 MTep del 2016, che rimane stabile fino al 2020, ai 29 MTep nel 2030, per poi scendere a 27 MTep nel 2040. I dati presentati nel 2020 all'interno del Piano sono leggermente più contenuti, infatti si prevede una quota di consumo di gas pari a 28 MTep nel 2030 e pari a 24 MTep nel 2040. Traducendo lo scenario in standard metri cubi di gas, lo scenario PNIEC prevede un consumo di gas che dal 2016 (pari a 70,8 Mld. Smc) cala leggermente al 2020 fino a 68,1 mld. Smc, per poi subire un rialzo fino a 70,5 mld. Smc nel 2025. Dal 2025 in avanti, la diminuzione dei consumi previsti di gas è più netta: infatti, dai 70,5 del 2025, si passa ai 59,7 mld. Smc nel 2030 per arrivare alla quota di 46,0 mld. Smc al 2040. Spacchettando il totale dei consumi di gas naturale, la *trend* negativo è osservabile anche nei dati relativi alla produzione nazionale, la quale, dai 5,8 mld. Smc del 2016 e 2020, subisce una riduzione progressiva e passa dai 5,3 mld. Smc nel 2025 a 3,0 nel 2030 e, infine, a 1,2 nel 2040. Dati in calo si registrano anche relativamente alle importazioni estere che, salvo l'aumento previsto al 2025 fino a 65,2 mld. Smc, scendono fino ai 56,7 mld. Smc al 2030 e fino a 48,5 nel 2040; i dati sono altresì ben mostrati nel seguente grafico.

Immagine 4 – consumi previsti dal PNIEC



La diminuzione che si ha per questi dati in analisi, ha effetto anche su quella che sarà la destinazione d'uso del gas naturale al 2030 e al 2040, riportata nelle due seguenti figure.

Grafico 9 – destinazione d'uso del gas naturale al 2030 e 2040



Si può osservare dalle due figure sopra riportate che la quota più rilevante di utilizzo di gas naturale è attribuita al termoelettrico (39%) nel 2030, mentre nel 2040 il primo settore risulta essere quello civile che incrementa la sua quota al 36%, grazie alla decarbonizzazione del

sistema elettrico. Aumenta anche la quota assorbita dall'industria, dal 16% al 20%, che dimostra quindi una permanenza dell'utilizzo del gas in tale settore, in quanto fortemente legato a vettori e combustibili per i propri processi, e per il ricorso al CCS per il processo di decarbonizzazione. Settore dell'industria che fa registrare una riduzione del 10% dei consumi rispetto ai livelli del 2016, causata dal ricorso a tecnologie e processi più efficienti, ma che dal 2030 si riporta su valori stabili grazie ad una serie di fattori, quali un livello di elettrificazione piuttosto elevato con bassi tassi di crescita, l'implementazione di diverse misure per incrementare l'efficienza energetica e l'ipotesi di crescita del PIL nello scenario PNIEC superiori alle stime attuali. Analizzando invece il settore residenziale, questo contribuisce in modo significativo alla riduzione dei consumi di gas per l'influenza maggiore delle politiche di efficienza energetica, in quanto, ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di riduzione di 9.3 Mtep di energia entro il 2030, circa 5.5 sono a suo carico. Quindi il presente settore registra una riduzione dei consumi di gas di circa il 25% al 2030 rispetto all'anno 2016, riduzione che prosegue anche dopo il 2030, registrando una diminuzione complessiva del 39% al 2040. I fattori che influiscono su tale andamento sono la diffusione dell'elettrificazione e quindi lo *shift* dei combustibili in particolare per il riscaldamento, la diffusione di sistemi con pompe di calore elettriche che vanno a sostituire il vettore gas per questa tipologia di servizio, e piani cottura ad induzione; si introducono anche tecnologie quali pompe di calore a gas in determinate nicchie che consentono di mantenere una certa quota di consumo di gas e la diffusione del teleriscaldamento. Osservando invece il settore terziario e l'agricoltura il calo del consumo di gas è ancora più drastico, infatti si prospetta nello scenario PNIEC una riduzione del 35% al 2030 rispetto ai consumi del 2016 e del 53% al 2040, dimezzando di fatto la quota. Anche in questo settore, i *driver* sono gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici, la diffusione dell'elettrificazione, l'efficientamento delle tecnologie di uso finale e il teleriscaldamento. Caso particolare risulta essere il settore dei trasporti, in cui si ha un effetto "alternato": infatti, fino al 2030 i consumi di gas triplicano per l'implementazione della direttiva DAFI, prevedendo quindi lo sviluppo del GNL nei trasporti merci su gomma e marittimi, l'espansione di infrastrutture per la distribuzione del gas nel settore trasporti e una maggiore penetrazione di veicoli a gas per il trasporto privato e pubblico, supportata da strumenti quali incentivi all'acquisto di veicoli con minori emissioni o ad esempio l'obbligo di acquisto veicoli a combustibili alternativi per la Pubblica Amministrazione. Trend che viene invertito a partire dal 2030 per i vincoli emissivi previsti dal percorso di decarbonizzazione, che vanno sostanzialmente a ridurre i consumi di gas per autovetture private e van.

Allo scenario PNIEC, viene confrontato un altro scenario, integrato grazie ad un contributo di RSE al nostro laboratorio di ricerca, chiamato scenario LGP – *Low GDP & Population* – che, a differenza del primo utilizza *drivers* macroeconomici differenti, in particolare con proiezioni socio-economiche che prospettano una più bassa crescita economica e della popolazione: infatti, per quanto riguarda la popolazione il tasso di crescita nel corso degli anni è molto più basso, in linea con le previsioni ISTAT, tanto che al 2030 sono previsti 60,2 milioni (rispetto ai 63,3 del PNIEC) e un valore ancora più ridotto nel 2050, pari a circa 58,8 milioni di abitanti (rispetto ai 66,1 nello scenario PNIEC). Anche i tassi di crescita medio annui del PIL nello scenario LGP sono molto inferiori rispetto a quelli utilizzati nel PNIEC, soprattutto si registra una certa distanza tra i due scenari negli anni compresi dal 2030 al

2035, in quanto nel LGP il tasso di crescita medio annuo è pari a 0,29% mentre nel PNIEC è intorno all'1,50%. Queste proiezioni hanno un impatto al ribasso sui consumi energetici in tutti i settori, ma corrispondono anche ad una diversa evoluzione delle domande di spostamento merci e passeggeri, quindi nel settore dei trasporti: ad esempio, al 2030 nello scenario LGP la domanda di passeggeri in miliardi per km, per le automobili è pari a 665 quindi più bassa rispetto a quanto prospettato nel PNIEC (ove è pari a 725). Sempre riportando le analisi effettuate da RSE, se si confronta l'obiettivo di efficienza energetica al 2030, e quindi il consumo finale di energia primaria si ha nello scenario *Low GDP & Population* un valore più basso, con una diminuzione percentuale pari a 49% rispetto ai livelli del 2016, mentre nello scenario PNIEC la diminuzione ottenuta è pari al 43%. Diminuiscono anche i consumi finali per settore al 2030, si passa infatti dai circa 104 Mtep totali nello scenario PNIEC ai 94,1 Mtep nel LGP, meglio osservabile nella tabella⁴⁸ riportata sotto.

Tabella 7 - Consumi finali per settore (confronto PNIEC e LGP)

Consumi energetici finali (Mtep)	2016	2030	
		HGP ⁴⁹	LGP
<u>Totali</u>	115,9	103,8	94,1
Industria	26,2	25	23
Residenziale	32,2	27,2	25,6
Terziario e Agricoltura	18,5	16,2	14,9
Trasporti	39,1	35,4	30,6
Elettrificazione usi finali (%)	21%	25%	26%

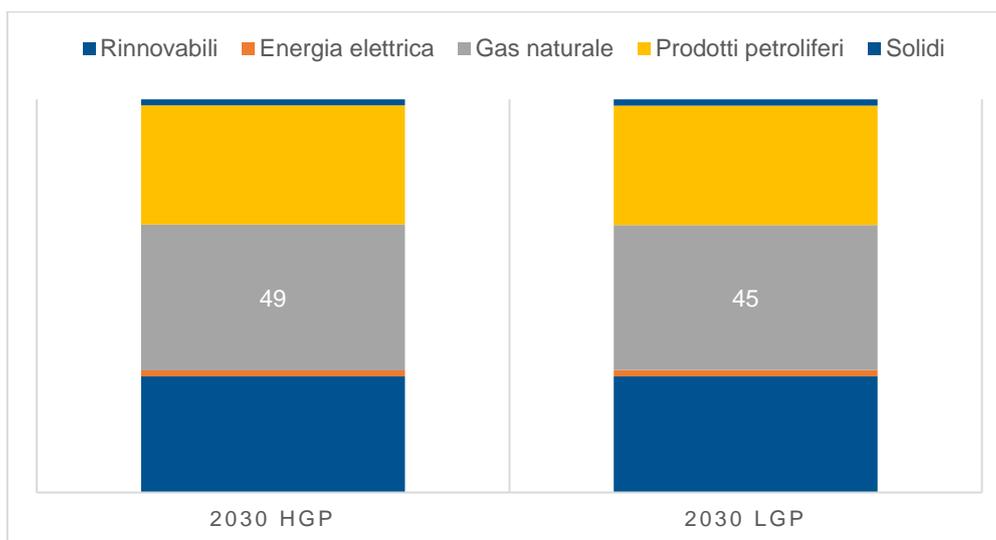
Come si osserva dalla tabella, che riporta i consumi energetici finali per settore in Mtep al 2030, nei due scenari in questione, la diminuzione nello scenario LGP interessa tutti i settori elencati e il calo più rilevante si ha nel settore dei trasporti, per effetto dell'andamento dei *drivers* macroeconomici sulla domanda di spostamento merci e passeggeri: si passa infatti da 35,4 Mtep a 30,6 Mtep nel LGP.

Significativa è anche l'analisi nel dettaglio dei consumi per fonte al 2030, osservabile nella seguente figura presentata da RSE, con un focus particolare sul gas naturale.

⁴⁸ La tabella è stata ripresa sempre da una presentazione di RSE sugli scenari e riadattata in questo caso.

⁴⁹ Lo scenario HGP sta per *High GDP & Population*, e corrisponde a quello del PNIEC. A differenza dello scenario LGP ha una crescita in termini di popolazione e tasso medio annuo del PIL maggiore.

Grafico 10 - Consumi primari per fonte al 2030 (PNIEC e LGP) - Mtep



A livello complessivo si nota come il consumo totale di energia primaria al 2030 sia differente tra i due scenari: invero, nel PNIEC si ha un valore totale pari a 132 Mtep che diminuisce nel LGP fino a 122 Mtep. Focalizzando l'attenzione sul gas naturale, in considerazione dell'evoluzione dei *drivers* in linea con le proiezioni più recenti di popolazione e PIL, il suo fabbisogno cala ulteriormente al 2030 con una riduzione del 7,5%, corrispondente a circa 4,5 miliardi Sm³ in meno. In leggera diminuzione anche la quota dei prodotti petroliferi. Osservando successivamente ciò che accade nella generazione elettrica al 2030, mantenendo sempre quale base il confronto tra i due scenari, nel LGP di RSE la produzione elettrica da gas si riduce a circa 7 TWh, equivalente ad una riduzione del consumo di gas pari a 1,2 Mtep. Se il fabbisogno di gas diminuisce, l'effetto negativo si riflette anche quindi nei consumi di gas nei settori di uso finale per circa 2 Mtep: più precisamente nello scenario a bassa crescita il fabbisogno di gas nei settori di uso finale si riduce al 2030 del 9%, con una conseguente diminuzione del consumo totale di gas naturale pari circa a 3,2 miliardi Sm³. Quello che si può ricavare è che l'impatto maggiore si avrà nel settore residenziale, con una diminuzione di 1 Mtep (passando dai 12,9 dello scenario HGP a 11,9 nel LGP), mentre negli altri settori la quota di consumo diminuisce, ma in modo più lieve.

Osservata l'evoluzione della domanda di gas nel nuovo scenario del PNIEC, è possibile sintetizzare in alcuni punti chiave, quali saranno sostanzialmente le determinanti alla sua base e conseguentemente l'uso delle infrastrutture gas che ne deriverà nel futuro:

- necessità di elettrificare i settori d'uso finale con elettricità *carbon free*;
- politiche orientate alla promozione di un forte miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali chiave e alla sostituzione di fonti fossili con elettricità e fonti rinnovabili, soprattutto oltre l'orizzonte temporale del 2030;
- importanza di sviluppare l'integrazione tra il settore gas e quello elettrico;
- sfruttare le infrastrutture esistenti per favorire l'integrazione delle nuove fonti energetiche rinnovabili e introdurre allo stesso tempo nuovi gas innovativi e rinnovabili, quali l'idrogeno e il biometano, sostenerne il trasporto e lo stoccaggio.

3.3. Green Deal, nuovi obiettivi di decarbonizzazione

Una volta osservato il ruolo del gas naturale all'interno dello scenario del PNIEC relativamente al nostro Paese, si passa ad analizzare quali sono gli orientamenti comunitari in tema di energia e clima soprattutto in ottica futura, e quale sarà il percorso che verrà intrapreso dall'Europa per il raggiungimento dei suoi obiettivi. Obiettivi chiave che l'Unione Europea si è posta e che sono stati rivisti al rialzo nel 2018 in materia di energie rinnovabili, per le quali è stata definita una quota di almeno il 32%, e di efficienza energetica, dove ci si aspetta un miglioramento almeno del 32,5%. Altro obiettivo vincolante è quello di ridurre le emissioni nell'UE di almeno il 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, in modo tale da rispettare gli impegni assunti nell'Accordo di Parigi ed evolvere verso un'economia climaticamente neutra. Per conseguire questo obiettivo, i settori interessati dal sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (ETS) dovranno ridurre le emissioni del 43% rispetto all'anno 2005, mentre per i settori esclusi dall'ETS la riduzione attesa delle emissioni è posta pari al 30%, con l'imposizione di obiettivi vincolanti per i singoli Stati membri. Il quadro degli obiettivi posti contribuisce sostanzialmente alla realizzazione di un'economia a basse emissioni di carbonio e alla costruzione di un sistema che assicuri energia a prezzi accessibili a tutti i consumatori, renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'UE e riduca allo stesso tempo la dipendenza europea dalle importazioni di energia. Allargando l'orizzonte al 2050, la Commissione Europea ha impostato la sua visione strategica a lungo termine basata su un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra, strategia che investe tutte le politiche dell'UE e che si allinea anche con l'obiettivo di mantenere l'aumento della temperatura mondiale al di sotto dei 2°C e di proseguire gli sforzi per mantenere tale valore a 1,5°C, come previsto dall'Accordo di Parigi. Il raggiungimento di un'economia neutrale dal punto di vista climatico rappresenta sicuramente una sfida impegnativa che richiederà profonde trasformazioni sociali ed economiche, in cui le priorità strategiche si basano su dei tasselli fondamentali che devono essere raggiunti per arrivare al traguardo individuato. Tra questi vi sono porre la modernizzazione industriale al centro di un'economia completamente circolare, quindi modernizzando gli impianti esistenti e investendo in nuove tecnologie compatibili con l'economia circolare e neutre dal punto di vista emissivo, affrontare poi le restanti emissioni di CO₂ tramite la cattura e lo stoccaggio di carbonio, e massimizzare i benefici derivanti dall'efficienza energetica riducendo il consumo energetico di circa la metà tra il 2005 e il 2050. Non ultimo, si manifesta la necessità di abbracciare una mobilità *pulita, sicura e connessa*, attuando quindi una decarbonizzazione del settore dei trasporti con mezzi alternativi, mediante l'introduzione di veicoli elettrici e un maggiore utilizzo di carburanti alternativi, e ancora cercare di sviluppare infrastrutture di rete e interconnessioni "intelligenti", che possano garantire l'accoppiamento ottimale di settori diversi e rafforzare la cooperazione regionale.

Gli obiettivi che l'Unione Europea si è posta di raggiungere negli anni futuri sono motivati soprattutto dall'importanza che viene attribuita al cambiamento climatico, che negli ultimi anni ha portato effetti negativi sul nostro continente europeo e non solo, con temperature ogni anno sempre più elevate ed eventi meteorologici estremi piuttosto frequenti. I dati sicuramente non sono confortanti, come mostra un rapporto del Gruppo intergovernativo sui

cambiamenti climatici (IPCC) del 2018, in cui viene previsto che la temperatura del pianeta aumenterà di 0,2° C ogni dieci anni, raggiungendo i 2° C entro il 2060 e producendo quindi effetti ancora più disastrosi sul nostro clima; si pensi allo scioglimento dei ghiacciai, con conseguente innalzamento del livello dei mari, gli impatti sulla biodiversità e agli eventi atmosferici sempre più estremi e frequenti. Per questo motivo l'Unione Europea deve agire in modo tempestivo e coeso per limitare questi possibili impatti sul cambiamento climatico; nel 2018 la Commissione ha quindi presentato una sua visione strategica di lungo termine per ridurre le emissioni di gas a effetto serra e raggiungere nel 2050 la neutralità climatica, passando prima dall'attuazione del quadro per il clima e l'energia del 2030. In particolare, la CE all'interno della sua visione di lungo termine, che si allinea anche al mantenimento del riscaldamento globale a 1,5° C rispetto ai livelli preindustriali del 1990 definito dall'Accordo di Parigi, individua sette elementi strategici principali su cui si basa il percorso dell'Europa a impatto zero sul clima, che sono:

- ottimizzare i benefici dell'efficienza energetica, inclusi gli edifici a zero emissioni;
- migliorare l'impiego delle fonti energetiche rinnovabili e l'uso dell'elettricità per decarbonizzare completamente l'approvvigionamento energetico dell'Europa;
- adottare una mobilità pulita, sicura e connessa;
- riconoscere la competitività dell'industria europea e l'economia circolare come fattori chiave per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra;
- sviluppare un'infrastruttura di rete intelligente e interconnessioni adeguate;
- sfruttare al massimo tutti i benefici della bioeconomia e creare i pozzi di assorbimento del carbonio necessari;

1) contrastare il resto delle emissioni di CO₂ tramite il processo di cattura e sequestro del carbonio.

Occorrerà quindi un'azione coordinata che integri questi sette punti fondamentali. L'ottimizzazione dei benefici dell'efficienza energetica potrà portare ad una riduzione di buona parte dei consumi di energia dell'UE, dimezzandoli nel 2050 rispetto ai livelli del 2005, e anche l'orientamento verso standard normativi europei sempre più elevati, specialmente per elettrodomestici o dispositivi elettronici, consentiranno di proseguire il percorso intrapreso verso gli obiettivi di lungo termine. Sempre in tema di efficienza energetica, un ruolo decisivo verrà svolto anche dagli edifici che apporteranno un'importante riduzione della domanda complessiva di energia; infatti, come si vedrà successivamente, gran parte di essi necessiteranno di una profonda ristrutturazione entro il 2050, favorendo sistemi intelligenti per la loro gestione, un isolamento termico migliore e una transizione verso fonti rinnovabili sostenibili. Quest'ultime sono un altro punto cardine della visione strategica di lungo termine e dovranno rappresentare la maggior parte della fornitura di energia primaria dell'UE, in tal modo, oltre a ridurre le emissioni nell'aria, si migliorerà la sicurezza dell'approvvigionamento e si creeranno anche nuovi posti di lavoro. Non solo, il passaggio alle fonti rinnovabili darà anche l'opportunità di attuare la decarbonizzazione di altri settori, come i trasporti, l'industria e il riscaldamento attraverso lo sviluppo dell'elettricità o degli *e-fuel*, quali idrogeno e il *Power-to-X*. Un'attenzione particolare viene anche data al settore dei trasporti, ad oggi responsabile di circa un quarto delle emissioni, che si orienterà verso veicoli a basse o zero emissioni con efficienti sistemi di propulsione alternativi, e richiederà

allo stesso tempo un'organizzazione del sistema mobilità più efficiente, basata sulla digitalizzazione, sulla condivisione di dati e su standard di interoperabilità. Questo significa effettuare investimenti in modalità di trasporto meno inquinanti e più sostenibili, favorire le sinergie tra le reti di trasporto digitali ed elettriche e introdurre funzionalità di tipo *smart*. Il percorso di decarbonizzazione passa anche attraverso l'industria europea, che, come si legge dagli elementi principali della visione strategica, deve mantenere una posizione competitiva in stretto legame con l'uso efficiente delle risorse e lo sviluppo di un'economia circolare. Un punto che accomuna più settori è la necessità di sviluppare infrastrutture che siano adeguate a sostenere il cambiamento del sistema energetico e permettere l'integrazione e l'interconnessione tra i vari settori, ove possibile, e quindi a tal fine si renderanno necessari oltre a degli ammodernamenti, anche degli interventi di sostituzione delle infrastrutture stesse. Il sesto punto della visione strategica si focalizza invece sul ruolo fondamentale del settore agricolo e forestale nella conservazione delle biodiversità e nel fornire i propri prodotti in modo sostenibile; la transizione si baserà sulla biomassa, elemento in grado di sostituire i materiali ad elevato contenuto di carbonio e con possibilità di essere trasformata in biocarburanti e biogas, che possono essere inseriti all'interno della rete del gas, e che venga quindi destinata in modo efficiente e sostenibile. Infine, l'ultimo punto evidenzia l'importanza di combattere le residue emissioni di CO₂ attraverso un processo di cattura e sequestro del carbonio, chiamato appunto CCS, che potrà essere sfruttato sia per cercare di eliminare nel settore dell'industria le emissioni di difficile riduzione sia quale metodo per la produzione di idrogeno. Questi sette elementi della visione strategica presentata dalla Commissione Europea per essere realizzati nel futuro devono rientrare in un quadro attuativo generale più ampio che ha quali basi fondamentali la creazione di un mercato unico digitale che permetta d'integrare i sistemi e i nuovi modelli economici, l'identificazione di nuove tecnologie adatte alla transizione, maggiore circolarità e in tema di politica di concorrenza fornire una garanzia del rispetto degli obiettivi dell'UE per il clima e l'ambiente. A questi si aggiunge l'aspetto sociale, in quanto la transizione, oltre a basarsi sulle tecnologie e le nuove infrastrutture, deve avere al centro i cittadini europei, che, essendo i consumatori finali, con le loro scelte impattano direttamente sulla qualità dell'aria e quindi sulle emissioni. Pertanto, i loro comportamenti devono essere orientati verso soluzioni con maggior grado di sostenibilità ambientale, migliorando allo stesso tempo la qualità di vita generale e in coerenza con un'economia a emissioni zero di gas serra.

Lo scenario che quindi si prospetta nel futuro è quello di un'ampia decarbonizzazione di tutti i settori, dove soprattutto la produzione di energia elettrica e il manifatturiero dovranno diventare *carbon negative* ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di emissioni zero entro la metà del secolo. Tutti gli scenari presentati all'interno della *Long-term strategy*, otto in totale, consentono all'Unione Europea di raggiungere le necessarie riduzioni per contribuire agli obiettivi di temperatura dell'Accordo di Parigi, comportando una diminuzione delle emissioni nel 2050 compresa tra l'80% e il 100% rispetto al 1990. Gli scenari sono distinguibili in tre diverse categorie, dove la prima si pone ambizioni ben al di sotto dei 2° C, con un livello di riduzione delle emissioni di gas serra di circa l'80%. Essi sono caratterizzati da un forte miglioramento dell'efficienza energetica e dallo sviluppo delle energie rinnovabili, nonché dall'apporto di miglioramenti nell'efficienza del sistema di trasporto. Inoltre, tre di questi scenari sono guidati da vettori energetici decarbonizzati ed esaminano gli impatti del

passaggio dall'uso diretto di combustibili fossili a vettori di carbonio a zero emissioni, ossia elettricità (scenario ELEC), idrogeno (H₂) ed e-fuels (P2X), al fine di soddisfare il livello di ambizione prescritto; mentre gli altri due scenari considerano come misure di efficienza energetica più forti (scenario EE) o la transizione verso un'economia circolare (CIRC) possano fornire la riduzione delle emissioni desiderata. La seconda categoria di scenari è costituita da uno scenario che sostanzialmente funge da collegamento tra le altre due principali categorie di scenari. Infatti, essa combina le azioni e le tecnologie dei cinque scenari della prima categoria in un sesto scenario, chiamato COMBO, finalizzato ad identificare fino a che punto si può giungere nella riduzione delle emissioni combinando appunto soluzioni tecnologiche e opzioni valutate negli scenari che consentono di ottenere una riduzione dell'80% delle emissioni di gas serra, con una piccola dipendenza dalle tecnologie di emissione negativa e senza modificare le preferenze dei consumatori. La restante categoria ha come obiettivo una riduzione delle emissioni ancora più significativa, raggiungendo così l'obiettivo di neutralità climatica entro il 2050 e perseguendo una variazione di temperatura di 1.5° C. Questo scenario, chiamato 1.5TECH, mira ad aumentare ulteriormente il contributo di tutte le opzioni tecnologiche ed è basato maggiormente sulla diffusione della biomassa associata a quantità significative di cattura e stoccaggio del carbonio. L'altro scenario, 1.5LIFE, è basato meno sulle opzioni tecnologiche di 1.5TECH, ma presuppone una spinta da parte delle imprese e dei modelli di consumo dell'Unione Europea verso un'economia più circolare. Analogamente, l'aumento della consapevolezza del clima dei cittadini europei si traduce in un cambiamento degli stili di vita e in scelte di consumo con maggiore attenzione all'impatto che tali possono avere dal punto di vista climatico. Tra questi vi è il proseguimento della tendenza dei consumatori verso consumi a minori intensità di carbonio, alla condivisione dell'economia nei trasporti, la limitazione della crescita della domanda di trasporto aereo ed un uso più razionale della domanda di energia per il riscaldamento e il raffreddamento. Ciò che comunque accomuna tutti gli scenari presentati nella *Long-term strategy*, è il principio cardine dell'efficienza energetica, che riduce di fatto il consumo finale di energia. Inoltre, l'evoluzione del *mix* di energia primaria avrà anche un impatto sul consumo complessivo di energia primaria a causa dell'assorbimento di energie rinnovabili nella produzione di energia e dell'abbandono dei combustibili fossili; a questo si aggiunge l'impatto dell'introduzione di carburanti elettrici e dell'idrogeno. In particolare, è negli scenari EE e CIRC che si registrano le maggiori riduzioni del consumo di energia primaria nel 2050⁵⁰, rispettivamente pari al 50% e 45%, trainati dagli sviluppi dell'efficienza energetica sul consumo finale di energia in tutti i settori e dall'impatto dell'economia circolare nell'industria e nei trasporti. Gli altri scenari invece, compresi quelli che prevedono forti riduzioni di GHG, registrano riduzioni intermedie che si allineano perlopiù con lo scenario base (scenario Baseline). Nel caso degli scenari 1.5° C, l'effetto è determinato dalla combinazione di un profondo risparmio nel consumo finale di energia con l'aumento del fabbisogno di elettricità per la produzione di carburanti elettronici e idrogeno; registra solo il -22% lo scenario P2X per l'uso intensivo dei carburanti elettronici. Il *mix* energetico previsto mostra chiaramente che il nuovo sistema energetico è basato principalmente sulle fonti energetiche rinnovabili a discapito dei combustibili fossili, che verranno impiegati prevalentemente per usi non energetici, e quindi utilizzati come materia

⁵⁰ Rispetto all'anno 2005.

prima nell'industria. Infatti, si osserva come la quota di combustibile fossile diminuisca in modo significativo negli scenari che raggiungono l'80% di riduzione dei GHG, precisamente dal 30% nel 2015 al 25% nel 2030 e fino a percentuali comprese tra il 12% dello scenario EE e l'8% dello scenario P2X. Le diminuzioni più rilevanti si hanno negli scenari 1.5° C a causa della combinazione dell'uso di diversi carburanti o vettori energetici a emissioni zero, specie nel settore dei trasporti, come si vedrà. In alcuni scenari, P2X, COMBO, 1.5TECH e 1.5LIFE, viene sostituito da una piccola quota di *e-liquids*, pari circa ad una percentuale che varia dal 2% al 4%. Osservando anche la quota relativa al gas naturale, escludendo gli usi non energetici, questa diminuisce meno velocemente passando dal 21% nel 2015 al 20% nel 2030, per poi subire una riduzione più netta per effetto del percorso di decarbonizzazione intrapreso arrivando a percentuali comprese tra il 7% e il 9% negli scenari appartenenti alla prima categoria e a percentuali ancora più basse tra 3% e 4% nei casi di riduzione di GHG più elevata. Anche in questo caso, negli scenari P2X, COMBO, 1.5TECH e 1.5LIFE il gas naturale viene sostituito dalla combinazione di elettro-gas, rappresentando mediamente il 5% del consumo interno lordo al 2050. Un movimento di tendenza opposto viene registrato dalla quota delle rinnovabili, che in tutti gli scenari al 2050 rappresenta più della metà del consumo interno lordo, registrando quindi percentuali sopra al 50%. Focalizzando poi l'attenzione sulla quota dei vettori energetici nel consumo finale di energia, si osserva⁵¹ come l'elettrico diventi il vettore energetico dominante e le sue quote crescano fortemente in tutti gli scenari, passando al 22% nel 2015 al 29% nel 2030 e poi nel 2050 con valori che oscillano tra il 41% nello scenario P2X e il 53% nell'ELEC, mentre, negli altri scenari che raggiungono le più alte riduzioni di gas serra, le quote sono situate all'interno di tale *range* di valori.

Aumenta quindi la domanda di elettricità in tutti gli scenari considerati al 2050, in particolare tra gli scenari rientranti nella prima categoria, lo scenario ELEC è quello che evidenzia la crescita più alta con un 75% di aumento rispetto al livello del 2015, mentre lo scenario EE registra la crescita più bassa pari al 36% per effetto dell'efficienza energetica che va a controbilanciare l'elettrificazione.

Gli altri scenari con riduzioni di GHG maggiori, si collocano all'interno dei valori sopra indicati, con l'eccezione di 1.5LIFE che ha un aumento del 30% dovuto alla quota crescente dei carburanti elettronici e agli effetti delle scelte dei consumatori. Questo aumento dell'elettrificazione impatta la maggior parte dei settori se si comparano i livelli raggiunti nel 2030.

Entrando nel dettaglio di alcuni settori, il trasporto nel 2050 è quello che mostra il maggior uso di elettricità, che negli scenari ELEC e 1.5TECH si moltiplica fino a dieci volte rispetto ai livelli del 2015, e quattro volte rispetto al 2030. Anche il settore dell'industria e il residenziale subiscono l'aumento dell'elettrificazione, con il consumo di energia elettrica nel 2050 che aumenta rispetto al 2030 rispettivamente del 50% e del 31% nello scenario ELEC.

Per quanto riguarda invece il settore terziario, l'elettricità subisce un aumento più contenuto di circa il 24% nello scenario ELEC, mentre negli scenari EE e 1.5° C si prospetta in controtendenza una leggera diminuzione del consumo di energia elettrica, in quanto

⁵¹ Fonte: Eurostat (2000, 2015), PRIME, all'interno della *Long Term Strategy*.

controbilanciata dal miglioramento dell'efficienza energetica. Oltre all'aumento appena considerato della domanda finale di energia elettrica, lo sviluppo dei carburanti elettrici crea un nuovo bisogno di energia elettrica che viene soddisfatta principalmente da una produzione che sfrutta risorse provenienti dal territorio dell'Unione Europea, perlopiù l'eolico e il solare, non escludendo anche il nucleare.

I cambiamenti sopra delineati, hanno di conseguenza effetto anche sul *mix* di produzione di energia elettrica, che nel 2015 era formato dal 43% da combustibili fossili; nel 2050 questi ultimi assumono un ruolo poco significativo: infatti, l'unico combustibile fossile ancora presente nel *mix* risulta essere il gas naturale, la cui quota di produzione scende dal 15% del 2015 al 12% nel 2030 e fino a valori compresi tra il 5% e il 2%. Al contrario dei combustibili fossili, le energie rinnovabili diventano sempre più competitive e la loro diffusione è facilitata dalla possibilità di stoccaggio in batterie idro-pompanti e indirettamente, nell'idrogeno e nei carburanti elettronici.

In quasi tutti gli scenari la loro quota si allinea su valori simili, arrivando a percentuali molto elevate tra 81% e 85% della produzione lorda di elettricità, notevolmente aumentata rispetto al 2030 e al 2015. Inoltre, lo stoccaggio risulterà essere il modo principale per integrare le energie rinnovabili nel sistema energetico, i cui sistemi verranno decisamente aumentati comprendendo anche i *power-to-X*.

Questa diffusione delle rinnovabili è ancora più evidente se si osserva anche la capacità installata netta di produzione di energia elettrica; invero, l'aumento più rilevante della capacità delle rinnovabili si ha negli scenari che utilizzano prevalentemente l'idrogeno e i carburanti elettrici. La crescita della capacità elettrica totale installata, che subisce in termini percentuali un raddoppio rispetto ai livelli del 2015, rappresenterà certamente una sfida in termini d'investimento, ma allo stesso tempo un'opportunità per attuare un ringiovanimento delle infrastrutture di produzione di energia e per lo sviluppo dell'attività economica e delle catene di fornitura in tutta Europa.

Un altro aspetto rilevante che viene evidenziato all'interno della *Long Term Strategy* è la presenza di una forte incertezza sul ruolo del gas nel lungo periodo, perché le emissioni che tale fonte comporta diventeranno sempre più incompatibili con gli obiettivi climatici posti. Occorre considerare che ci si aspetta che il consumo di gas naturale diminuisca in modo rilevante entro il 2050 in tutti gli scenari di riferimento, passando dai circa 427 mld. Smc nel 2015 a circa 366 nel 2030 e arrivando tra poco più di 122 mld. Smc (scenari EE e CIRC) e i 180 mld. Smc (scenario P2X negli scenari che raggiungono l'80% di riduzione dei gas serra e a per quelli che invece ne prevedono una riduzione maggiore.

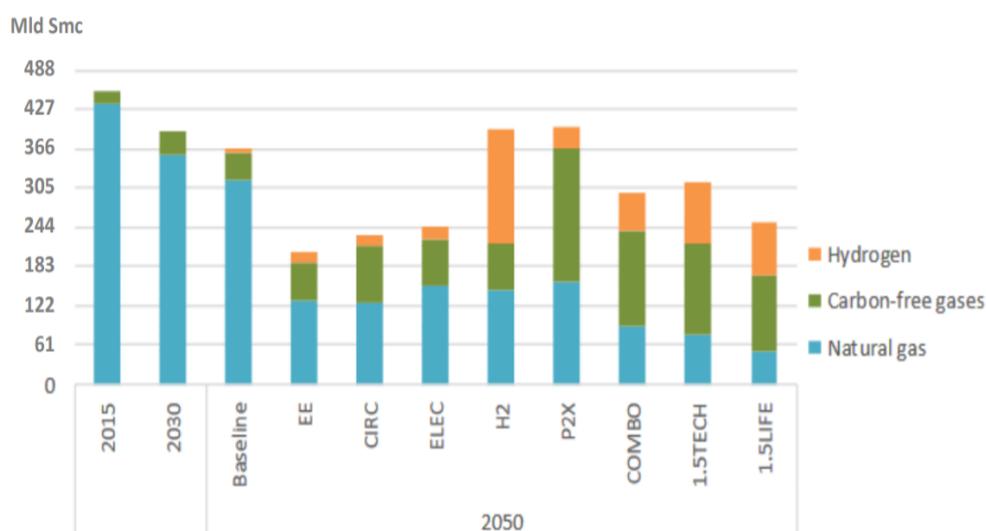
In questo scenario di profonda decarbonizzazione assume importanza anche l'utilizzo del biogas, in quanto questo è perfettamente intercambiabile con il gas naturale e la sua combustione è considerata neutra in fatto di carbonio; infatti, le proiezioni mostrano che il suo intero consumo raddoppia nel 2030 rispetto ai livelli del 2015, assumendo invece quote più rilevanti nel 2050, soprattutto negli scenari P2X, COMBO e 1.5°.

Un altro ruolo chiave nel processo di decarbonizzazione sarà svolto dall'elettro-gas, per il quale tra gli scenari rientranti nella riduzione dell'80% dei gas serra, solamente nel P2X si sviluppa in modo deciso, rispetto invece agli altri scenari in cui è più contenuto e questo

permetterà sostanzialmente di soddisfare l'elevata domanda di gas naturale proveniente dal settore residenziale, accostandosi anche al fabbisogno energetico dell'industria. Il futuro sistema energetico vede anche un ruolo fondamentale nell'idrogeno all'interno del processo di decarbonizzazione, in virtù della sperimentazione di diversi utilizzi dello stesso e dei nuovi progetti pilota che sono stati lanciati.

In particolare gli scenari vedono un maggior utilizzo dell'idrogeno nell'industria, nei trasporti con particolare riferimento ai veicoli pesanti, e in misura minore negli edifici con impianti di riscaldamento che consumano idrogeno miscelato con il gas. Osservando ora tali considerazioni in modo congiunto nell'ottica dell'evoluzione prevista dei combustibili gassosi dell'Unione Europea al 2050, è possibile trarre alcune conclusioni che sono ben rappresentabili nel seguente grafico.

Grafico 11 - Evoluzione consumo dei gas fossili



Note: "carbon-free" gases refer to e-gas, biogas and waste-gas.

Come si può osservare, il grafico mostra l'evoluzione dei combustibili gassosi al 2050 nei vari scenari di riferimento, considerando quindi l'idrogeno, il gas naturale e i gas *carbon-free* (in cui rientrano il biogas, l'elettro-gas e il gas di scarico). Dalla rappresentazione in figura si nota una sorta di divisione, in cui da un lato vi sono gli scenari in cui l'idrogeno e gas *carbon-free* non si sviluppano a causa della mancanza di un mercato di un consumo, e in cui, di conseguenza, i combustibili gassosi sono dimezzati; tra questi sono compresi gli scenari Baseline, EE, CIRC e ELEC. Dall'altro lato, alcuni scenari presentano un contesto completamente differente, che accoglie usi finali su larga scala dell'idrogeno e una corrispondente catena di nuovi combustibili, riportando i consumi di combustibili gassosi al 2050 in linea con i livelli attuali; casistica che ricomprende in particolare gli scenari H2 e P2X. In una linea intermedia si collocano gli scenari COMBO e 1.5TECH/LIFE, dove ad influenzare la variabile di consumo è l'efficienza energetica e la presenza di nuove abitudini di consumo che vanno a limitare ulteriormente il fabbisogno energetico. Si accenna anche nella *Long Term Strategy* che nel futuro sistema energetico, orientato alla

decarbonizzazione, potrebbero introdursi i cosiddetti *e-liquids*, ossia degli idrocarburi sintetici derivati anche dall'idrogeno utilizzando la CO₂ da fonti neutre dal punto di vista del carbonio.

3.4. Evoluzione dei consumi e ruolo della distribuzione gas

Riponendo l'attenzione a quanto sinora esposto e ben delineato dalle direttive comunitarie sugli scenari futuri di completa decarbonizzazione dell'economia, lo spostamento da combustibili fossili a fonti rinnovabili con basse emissioni ha effetti, nello specifico, sulla domanda di gas naturale, soprattutto se si estende il campo di analisi al 2030 e al più lontano 2050. Si è visto infatti, che nei diversi scenari della *Long Term Strategy* il consumo di gas naturale al 2030 si ridurrà di circa 60 miliardi Smc rispetto al 2015, quota che verrà sostituita da combustibili gassosi *carbon-free*, principalmente con il biogas e con la combinazione di elettro-gas. Diminuzione della domanda che abbiamo visto essere ancora più elevata con riferimento all'anno 2050 che, come si evince dalla figura sopra esposta relativamente all'evoluzione dei consumi dei gas fossili, assume un valore ancora più basso nello scenario base (*Baseline*) avvicinandosi a circa 305 mld. di Smc; domanda di gas naturale che varia invece tra i diversi scenari presi in considerazione dalla *LTS* con valori ancora più contenuti e tutti al di sotto dei 180 mld. di Smc, lasciando ulteriore spazio a fonti a basse emissioni di carbonio, fra tutti l'idrogeno e appunto, i gas *carbon-free*. La domanda di gas naturale varierà anche nel nostro Paese, per il quale abbiamo già mostrato che la stessa subirà, dal 2020 al 2030, una diminuzione pari a 8,4 miliardi di Smc., raggiungendo il valore di 59,7 e un calo ancora più forte al 2040, con una variazione negativa in termini assoluti pari a 22 mld. di Smc in rapporto all'anno 2020. Insieme a questi dati che confermano comunque un sostanziale allontanamento dall'utilizzo del gas naturale a livello di consumi, si allineano le prospettive della *LTS*, che vedono sempre più un suo ruolo marginale, o comunque alternativo ad altre fonti innovative, la cui importanza dovrà aumentare nel futuro per raggiungere la completa decarbonizzazione. In primis lo si osserva all'interno degli edifici, dove, ad oggi, il fabbisogno energetico è in gran parte soddisfatto con il gas naturale e vi è quindi un notevole margine di intervento per le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra. Infatti, come si prevede nei diversi scenari, verso il 2050 l'obiettivo è quello di spostarsi verso sistemi "intelligenti" integrati gas-elettrico e di trasformare gli edifici stessi in strutture intelligenti, in modo da ottimizzare non solo il consumo energetico, ma anche il comfort e la sicurezza degli abitanti stessi. Anche nel settore dei trasporti, sebbene occorra considerare che si renderanno necessarie differenti soluzioni a seconda delle modalità di trasporto, si può notare lo spostamento verso carburanti alternativi e più sostenibili nel lungo termine, con un approccio di sistema integrato che è improntato all'efficienza complessiva dei veicoli e alla promozione di infrastrutture a basse emissioni; crescerà quindi l'impiego di carburanti elettronici, biocarburanti, ma anche dell'elettricità e dell'idrogeno negli appositi propulsori. In tale settore il gas naturale manterrà ancora un ruolo importante che è stimato in una percentuale che varia tra lo 0,5% e il 4% della domanda totale di energia, specialmente nel

trasporto merci su strada e quello marittimo, a condizione che la sua fornitura venga gradualmente decarbonizzata.

Se negli anni compresi tra il 2030 e il 2050 il consumo di gas, e quindi il suo ruolo all'interno del sistema energetico europeo, diminuisce in modo sostanziale, ciò ha come conseguenza diretta il cambiamento della posizione ricoperta dalle infrastrutture del gas. Infatti, diminuendo il suo consumo la capacità di trasporto prima utilizzata per il gas verrà resa disponibile per il trasporto dell'idrogeno, mentre le reti di distribuzione ai consumatori finali continueranno sì a fornire gas naturale agli edifici esistenti, ma si orienteranno sempre più verso sistemi di riscaldamento ibridi. Il futuro sistema energetico cambierà quindi il ruolo di queste infrastrutture oggi esistenti, spingendole verso una maggiore integrazione tra elettricità, calore e gas a basse emissioni di carbonio e in cui le reti gas verranno utilizzate soprattutto per veicolare il gas rinnovabile prodotto. A fronte del calo d'utilizzo del gas naturale, aumenteranno le quote di biometano immesse nella rete e l'espansione dell'idrogeno verso diversi *cluster* industriali. Si prospetta infatti una graduale crescita di un'infrastruttura dedicata all'idrogeno, partendo prima dal collegamento dei *cluster* industriali ai nuovi siti di produzione dell'idrogeno vicino ai grandi impianti produttori di energia rinnovabile, e passando per la costruzione di infrastrutture regionali e/o nazionali; quest'ultime verranno collegate in una infrastruttura principale intorno al 2040.

3.5. Nuovi modelli di business del settore del gas naturale

Il presente paragrafo si focalizza sui nuovi modelli di business del settore gas e sottolinea, alla luce degli effetti futuri del processo di decarbonizzazione, e in particolare sulla domanda di gas naturale, l'importanza che gli attuali soggetti operanti al suo interno si spostino verso nuovi modelli di business, in quanto la loro attività *core* è destinata negli anni ad avere un ruolo in probabile ridimensionamento ed evoluzione. Pertanto, tali soggetti dovranno necessariamente adattarsi e ricercare nuove aree di creazione di valore, in particolare attuando un modello di business che sia in grado di ottimizzare gli aspetti cardine del futuro sistema energetico, quindi il *sector coupling*, l'introduzione di biometano, idrogeno e altre fonti rinnovabili innovative a impatto zero sull'ambiente. In un settore che, come abbiamo visto, affronterà nei prossimi anni, specialmente in un'ottica di lungo termine, dei profondi cambiamenti sarà fondamentale attuare da parte degli operatori attivi al suo interno una revisione e conseguente modifica dei modelli di business, che, in una visione generale, comporta poi la ridefinizione delle proprie strategie, il miglioramento delle competenze e delle performance, al fine anche di ottenere un vantaggio competitivo nel lungo termine. Si tratta in questo caso di un vantaggio competitivo che possiamo definire *sostenibile*, in quanto è incentrato soprattutto su aspetti, che per caratteristiche del settore in questione ossia quello delle *utilities*, sono focalizzati sulla tutela dell'ambiente e della qualità dell'aria. Abbiamo infatti visto nei precedenti paragrafi come il tema ambientale sia posto al centro dello sviluppo futuro e costruisca un punto di riferimento anche per la sua programmazione. Nello specifico, la centralità di questo pilastro si esprime anche negli orientamenti comunitari, in base ai quali la Commissione Europea si è posta l'obiettivo di una completa decarbonizzazione dell'economia entro il 2050, con zero emissioni di carbonio al fine di contrastare anche le problematiche ambientali che si sono verificate nel corso degli ultimi anni; a testimonianza di questo l'UE stessa si è posta come obiettivo un'Europa *prospera*,

moderna, competitiva e neutrale dal punto di vista climatico. L'impatto verso l'ambiente viene anche controllato e limitato con le fonti di energia che verranno utilizzate nel prossimo futuro nei diversi settori finali, e dall'analisi della *Long Term Strategy* emerge chiaramente un forte orientamento verso l'elettificazione dei consumi e un maggior utilizzo delle fonti rinnovabili quali ad esempio l'energia solare, idroelettrica ed eolica, rispetto invece ad altre fonti non rinnovabili certamente più inquinanti (combustibili fossili e nucleari). Per quest'ultimi invece nel corso del tempo ci si aspetta che subiranno una forte riduzione del loro utilizzo, che può variare a seconda dello scenario considerato. Gli obiettivi stabiliti a livello europeo sono anche stati recepiti dai singoli Stati membri, e in particolare in Italia, all'interno del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima dove emergono temi rilevanti ai fini della sostenibilità ambientale, quali ad esempio l'abbandono del carbone per la produzione elettrica e il raggiungimento dell'efficienza energetica riducendo il fabbisogno di energia primaria. Questa serie di considerazioni ha un impatto particolare sul ruolo del gas all'interno del nostro Paese, specie per effetto delle politiche che verranno intraprese per raggiungere gli obiettivi fissati sia a livello nazionale che europeo. Ruolo che vedrà comunque un cambiamento in quelli che sono i consumi totali di gas naturale nel nostro Paese, che abbiamo visto essere sostenuto fino al 2025 in virtù del *phase-out* del carbone, per poi calare in modo piuttosto sensibile al 2030 e fino al 2040. La diminuzione non solo si registrerà nei consumi, bensì il PNIEC prevede variazioni negative per quanto riguarda anche la produzione nazionale e le importazioni nette di gas naturale. Quindi il ruolo del gas naturale, alla luce degli obiettivi e degli scenari orientati alla profonda decarbonizzazione, risulta piuttosto limitato e con una graduale decrescita fino al 2050 e, per controbilanciare la tendenza negativa, viene dato spazio alle fonti energetiche rinnovabili, le quali saranno un punto fondamentale per attuare un'economia a zero emissioni di carbonio. La transizione energetica vedrà non solo cambiamenti nella modalità con cui viene prodotta l'energia, ma soprattutto anche nel modo in cui questa viene immagazzinata, utilizzata e consumata dai destinatari finali; si pensi al settore del riscaldamento, oggi dominato perlopiù dal gas naturale, che è destinato ad accogliere nel futuro nuove soluzioni tecnologiche alternative come le pompe di calore e la microgenerazione. Lo stesso PNIEC sottolinea tra queste l'importanza principalmente dell'energia solare, idrica ed eolica, che anche in termini di obiettivi di crescita della potenza sono le fonti con una più ampia variazione positiva fino al 2030. Anche l'idrogeno potrà dare un contributo per raggiungere l'obiettivo della quota FER sui consumi totali pari a 30% al 2030; come riportato nel PNIEC, tale contributo sarà pari a circa l'1% nel settore dei trasporti⁵² (l'idrogeno potrà, infatti, essere utilizzato in auto, autobus, nel trasporto pesante e per alcune tratte non elettrificate anche nel trasporto ferroviario). Non solo, l'Italia s'impegnerà con l'attività di ricerca e sviluppo per favorire l'impiego dell'idrogeno proveniente dall'elettricità rinnovabile e quindi ottenere allo stesso tempo una riduzione delle emissioni da combustibili e immagazzinare l'elettricità rinnovabile che viene generata in eccesso nei momenti in cui l'offerta è superiore alla domanda al fine di attuare la decarbonizzazione di quei settori in cui l'elettificazione risulta più complessa. Entrando più specificatamente nel settore del gas naturale, abbiamo visto come il futuro

⁵² Vede l'utilizzo di prodotti petroliferi in buona parte fino al 2030 sia per il trasporto passeggeri sia per le merci, ma tali subiscono una forte riduzione nei dieci anni successivi essendo sostituiti da veicoli ad alimentazione elettrica, biocarburanti ed idrogeno.

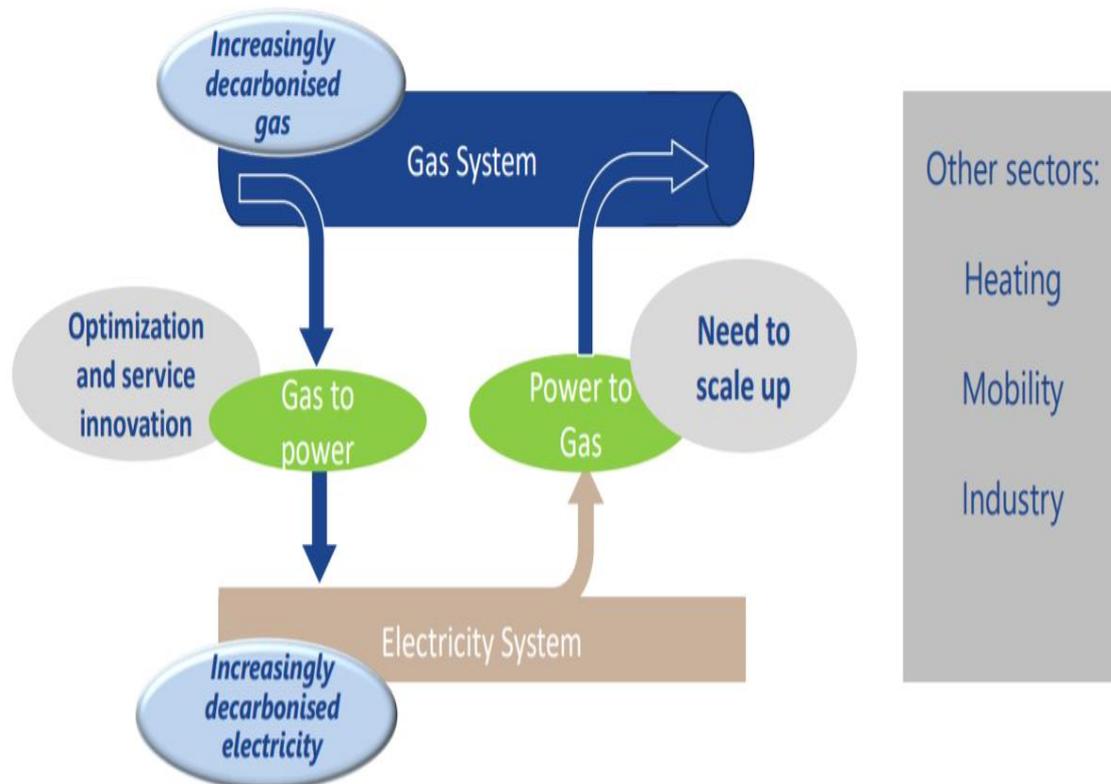
sistema energetico si orienterà verso sistemi ibridi con l'integrazione del settore gas e dell'elettrico, in cui vi è un forte sviluppo dei nuovi gas rinnovabili (oltre al biometano e al metano sintetico, anche l'idrogeno). A questo si collega anche uno degli obiettivi fissati dal PNIEC nel settore gas, che è quello di garantire un approvvigionamento più sicuro, ma allo stesso tempo flessibile, ossia in grado di fronteggiare situazioni in cui vi è un basso livello di produzione di energia da parte delle fonti rinnovabili non programmabili, obiettivo che può essere soddisfatto mediante diverse soluzioni, quali la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, lo sviluppo del GNL o favorendo la crescita dei gas rinnovabili.

Oltre al forte sviluppo di queste fonti rinnovabili, un altro elemento che deve essere preso in considerazione ai fini dell'evoluzione dei modelli di business nel settore della distribuzione del gas, è la possibilità di sviluppare una crescente integrazione delle infrastrutture delle reti elettriche e a gas, il cosiddetto *sector coupling*. Quest'integrazione sempre più necessaria tra settori, consentirà comunque al sistema gas di avere un ruolo centrale nel futuro sistema energetico, in quanto le sue infrastrutture saranno indispensabili affinché essa si realizzi completamente senza che si rendano necessarie ulteriori costruzioni. Le reti gas dovranno quindi in qualche modo evolversi, sfruttando la capacità di fornire una flessibilità al sistema elettrico e cercando di favorire lo sviluppo delle nuove fonti rinnovabili elettriche, come ad esempio il *power-to-gas*, che consiste nell'immagazzinare l'elettricità generata in eccesso da fonti rinnovabili mediante la produzione di metano sintetico permettendo così di trasmettere dalla rete elettrica a quella a gas ingenti quantitativi di energia.

Il *sector coupling* è sicuramente la soluzione che meglio si adatta alle prospettive di un futuro che vede una profonda decarbonizzazione di tutti i settori dell'economia e le fonti rinnovabili quali pilastro centrale su cui basare la strategia per la riduzione delle emissioni di gas serra, portando quale effetto una maggiore integrazione tra il sistema elettrico e quello del gas, che, se ben gestita, consentirà una decarbonizzazione efficace in termini di costi. Come abbiamo visto dai vari dati, anche il ruolo della generazione dei combustibili fossili sta profondamente cambiando con la loro graduale eliminazione al 2050, lasciando invece al gas naturale una residua quota che servirà a contribuire all'affidabilità del sistema, specialmente nelle zone in cui non vi è accesso all'energia idroelettrica o al nucleare. Inoltre, la domanda complessiva di energia finale dovrebbe diminuire nel tempo a causa dell'efficienza energetica, mentre il consumo di energia elettrica al contrario dovrebbe subire un aumento, che verrà soddisfatto con le quote di fonti energetiche rinnovabili. Uno dei fattori chiave alla base dell'integrazione tra il settore dell'elettricità e del gas è la riduzione dei costi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, che potrà rappresentare una buona opportunità per essere utilizzata ai fini della produzione di gas come l'idrogeno o metano in modo neutrale dal punto di vista di emissione di carbonio. A questo si aggiunge anche un altro elemento a favore dell'integrazione tra i due settori e in particolare dell'impiego di gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, ossia il potenziale risparmio di costi ottenibile dal loro utilizzo in un sistema energetico decarbonizzato; infatti, il loro vantaggio rispetto ad altre fonti rinnovabili intermittenti, è quello di poter essere trasportati e stoccati a costi inferiori, utilizzando le infrastrutture già esistenti. Oltre a questa integrazione tra il settore del gas e dell'elettricità, la diffusione su larga scala delle tecnologie che fanno parte delle catene di approvvigionamento dell'idrogeno e del metano, avrà come

conseguenza dei possibili collegamenti nel 2050 tra gas naturale, idrogeno e metano. Ad esempio, si ipotizza che le catene di approvvigionamento di metano e idrogeno possano essere collegate sia attraverso il *reforming* del gas naturale, sia mediante la conversione dell'idrogeno in metano sintetico e la miscelazione all'interno della rete gas. Quello che è certo è che il *sector coupling*, schematizzato anche nella figura sotto, offre una soluzione per massimizzare l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili per il riscaldamento, il settore manifatturiero e i trasporti.

Immagine 5: sector coupling

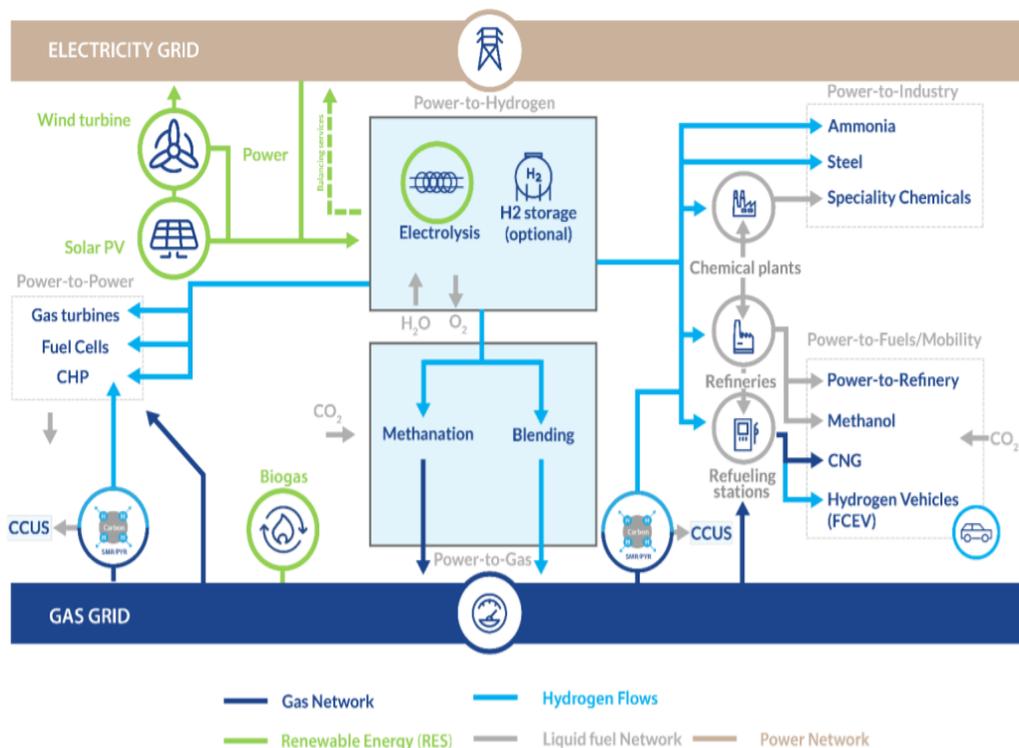


Come si può osservare dalla schematizzazione sopra riportata del *sector coupling*, vi è un'interazione tra i due sistemi di riferimento, dove da un lato il sistema gas è caratterizzato dall'introduzione di gas innovativi e a bassa/zero emissione di carbonio grazie all'ottimizzazione dei processi e allo sviluppo dell'innovazione, e allo stesso tempo funge da deposito per le energie rinnovabili. Viceversa, il sistema elettrico attraverso questa nuova tecnologia chiamata appunto *power to gas* consente di immagazzinare l'elettricità in esubero prodotta da centrali solari, eoliche o idrauliche sotto forma di metano⁵³ o idrogeno prodotti per via sintetica. In tal modo, è possibile avere delle trasmissioni, tra la rete elettrica e quella del gas, di grandi quantitativi di energia ottenuta da fonti rinnovabili garantendo anche un *mix* energetico più attento all'ambiente e in linea con il percorso di decarbonizzazione prospettato. Nel dettaglio, l'integrazione tra i due settori prevede lo sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili sia non programmabili che programmabili, quali ad esempio le biomasse, per produrre idrogeno mediante il processo di elettrolisi dell'acqua o metano sintetico attraverso la cosiddetta metanazione (ossia un processo chimico-fisico che ottiene

⁵³ SynGas o metano di sintesi

metano a partire da una miscela di vari gas e anidride carbonica). Inoltre, come si osserva dalla figura sotto, l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici e dai generatori eolici può essere o impiegata direttamente per i bisogni delle utenze connesse o trasformata in idrogeno mediante il processo di elettrolisi dell'acqua. Quindi, ciò che si ottiene da questa integrazione tra i due sistemi, idrogeno o metano sintetico, permette sostanzialmente di accumulare energia nei momenti in cui si ha un eccesso di produzione di energia rispetto alla domanda, e, di conseguenza, tali quantitativi di energia possono essere reimpiegati per la produzione di energia elettrica e termica, per l'autotrazione o alternativamente immessi nella rete di distribuzione del gas per soddisfare gli usi finali del settore residenziale.

Immagine 6 – funzionamento



Tra i punti di forza di questa tecnologia *power-to-gas* vi è sicuramente quello di generare energia con zero emissioni di anidride carbonica, infatti per la produzione di metano sintetico, la combustione restituisce anidride carbonica che viene assorbita dalle biomasse nel loro ciclo di vita, e quindi senza impatto sull'atmosfera; allo stesso modo, anche nella produzione di idrogeno derivando da fonti rinnovabili, si evitano emissioni di CO₂ nell'aria. Questo sistema energetico ibrido costruito sul sistema elettrico e sulle reti di distribuzione del gas permette di realizzare importanti sinergie e consente all'Unione Europea l'ottenimento di flessibilità, capacità di stoccaggio potenzialmente illimitata e di trasporto internazionale. In tale campo, come sottolinea anche il Piano Energia e Clima, sarà importante promuovere attività di ricerca verso i potenziali benefici dell'integrazione dei sistemi tramite lo sviluppo di progetti pilota *power-to-gas*, *power-to-hydrogen* e *gas to power*. Un'altra tematica trattata soprattutto a livello europeo, e che avrà un'influenza sui modelli di business del settore è la futura integrazione dell'idrogeno nelle reti, che porta come vantaggio una maggiore sostenibilità delle reti e lo sfruttamento di infrastrutture di gas già esistenti. Anche in questo caso, l'impegno che ha il nostro Paese è quello arrivare alla

definizione di un quadro normativo e regolatorio coerente con una strategia volta a favorire l'impiego dell'idrogeno anche attraverso la sua immissione all'interno delle infrastrutture gas e valutando le possibili problematiche, e relative soluzioni, legate allo stoccaggio e agli usi finali.

L'insieme di tutti questi cambiamenti che si prevede avverranno nei prossimi anni e considerata la sfida che l'Europa si è posta nel rendere l'economia sempre più attenta agli aspetti climatici e al consumo dell'energia, porta ad un cambiamento anche nei modelli di business da parte dei soggetti distributori del settore (DSO). Come convenuto anche nel rapporto *Flexibility in the energy transition* realizzato in collaborazione dalle associazioni europee rappresentanti gli operatori di distribuzione, vista la grande diversità dei soggetti distributori in termini di dimensione, attività o struttura organizzativa non si potrà arrivare a costruire un unico modello di business futuro per tutti, ma ciò che li accomuna è che dovranno tutti affrontare la sfida di collegare oltre il 90% dei clienti e un numero sempre crescente di generatori locali rinnovabili in un sistema energetico in rapida evoluzione, più decentrato e digitale. A livello generale, le imprese distributrici del servizio sono soggetti fondamentali per il settore del gas in quanto hanno l'obiettivo di agire in qualità di attori che agevolano un mercato neutrale e garantiscono la stabilità del sistema di distribuzione, a cui si aggiunge il compito di favorire una transizione energetica verso reti più "intelligenti", che combinano efficienza e sostenibilità. Gli elementi sopra considerati, comportano per i DSO la necessità di adattarsi al contesto evolutivo del mercato, affrontando nuove problematiche e fattori di novità per le loro reti, quali ad esempio l'interazione con le tecnologie dell'informazione e della comunicazione, la generazione distribuita e la ricarica intelligente. Un aspetto fondamentale che caratterizzerà l'operato di questi soggetti è sicuramente la flessibilità, in virtù dei continui cambiamenti che riguarderanno il settore, ma anche del ruolo sempre più attivo dei consumatori finali e delle reti di distribuzione; riguardo a quest'ultime è un esempio concreto l'integrazione tra diversi sistemi, che comporterà la gestione di momenti in cui la domanda di energia sarà più bassa rispetto a quella offerta e la presenza di flussi bidirezionali di energia. Il maggior coinvolgimento dei clienti attraverso i processi di approvvigionamento, in combinazione con una sempre più elevata disponibilità di informazioni, sarà un punto di forza per i gestori delle reti che potranno attuare una migliore pianificazione delle stesse, rendendole più efficienti e adeguate al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità. Se si considera inoltre, che il futuro si orienterà soprattutto verso quest'integrazione tra il vettore elettrico e quello del gas, con un ruolo dominante dello sviluppo tecnologico, il fattore flessibilità collegato alle reti gas risulterà ancora più importante. Questo sviluppo ha uno stretto collegamento con il fenomeno tutt'oggi ampiamente discusso delle *smart city*, ossia le cosiddette "città intelligenti", un'area urbana in cui vengono implementate una serie di strategie dirette principalmente all'ottimizzazione e al miglioramento delle infrastrutture e dei servizi ai cittadini rendendoli più efficienti. Città intelligente significa anche una città maggiormente attenta all'ambiente, quindi sostenibile, e che è continuamente orientata al miglioramento della qualità di vita dei cittadini che vi risiedono. È un concetto piuttosto ampio che abbraccia più dimensioni strettamente interconnesse tra di loro, dove il focus è incentrato sul cittadino, a cui deve essere garantito un elevato livello di comfort, e sulle sue decisioni. La maggior efficienza energetica e il basso impatto a livello ambientale sono raggiunti attraverso un continuo approccio orientato alla

ricerca e all'innovazione, lo sviluppo di reti di trasporto più intelligenti, quindi con soluzioni *smart mobility* e anche di *smart parking*, in modo da diminuire sia il traffico presente nelle città che l'inquinamento dell'aria; senza escludere il miglioramento nel riscaldamento degli edifici, la gestione degli spazi verdi e quella dei rifiuti. Il tutto sarà come detto prima, basato sulle potenzialità delle tecnologie, ad esempio nell'IoT – *Internet of Things* – che sfrutta le potenzialità del digitale nel raccoglimento di grandi quantità di dati, quali la qualità dell'aria, il traffico, l'inquinamento acustico, e li utilizza per prendere decisioni che meglio si adattano a quella situazione rilevata e che garantiscono una società sostenibile ed efficiente.

Lo sviluppo di queste *smart cities* e dei pilastri al loro sostenimento ha certamente un impatto anche sul gas, in particolare sulle infrastrutture attraverso il fenomeno delle cosiddette *smart grids* e, a cascata, sui modelli di business che dovranno adottare i soggetti distributori del servizio. Abbiamo visto l'importanza nel futuro dell'integrazione tra diversi vettori energetici, e se si coniuga a questa il forte sviluppo della tecnologia che permette di avere un controllo più diretto sulla flessibilità del sistema energetico, in particolare relativamente ai punti di immissione e di prelievo, il gestore ha quindi la possibilità di gestire in modo intelligente la rete e l'energia elettrica a sua disposizione sulla base dei dati ottenuti sul consumo dei singoli utenti. È una soluzione che vede il suo sviluppo grazie anche alla forte espansione delle fonti rinnovabili per ridurre in controtendenza l'aumento delle emissioni causate dalla produzione di energia da fonti fossili; come già sottolineato più volte, la produzione di energia da fonti rinnovabili è caratterizzata da un discontinuo flusso di energia, registrando momenti in cui vi sono picchi elevati di produzione alternati a momenti di bassa generazione. Questa caratteristica è incorporata appunto nel sistema delle *smart grids*, dove l'ottimizzazione dell'utilizzo della capacità della rete esistente porta ad avere un approccio più innovativo nella gestione e nel controllo della stessa, apportando benefici all'intero sistema energetico. Un secondo vantaggio che potrà essere sfruttato dagli operatori sarà quello di condividere, attraverso lo sviluppo delle tecnologie soprattutto in tema ottenimento di dati, un'infrastruttura generale che consenta la gestione integrata di più servizi, quali ad esempio l'elettricità, il gas e il sistema idrico, ma anche in ottica più ampia per il raggiungimento del concetto teorico di *smart city*. In tal senso è indirizzata l'introduzione dei contatori intelligenti (indicata anche con il termine *Smart Metering*), un sistema che consente la telelettura e la telegestione dei contatori di energia elettrica, gas ed acqua. I vantaggi di questo sistema sono molteplici a seconda del settore considerato, oltre a quello di apportare una riduzione dei costi per le letture e per le operazioni di gestione del contratto, perché potranno essere effettuate da remoto in modo automatico senza un intervento sul posto. Il passaggio verso queste nuove soluzioni altamente tecnologiche, soprattutto in ambito del gas e dell'elettrico, comporta di fatto anche un adattamento dei modelli di business, in quanto, raccogliendo i dati direttamente dai consumatori, questi potranno sulla base degli stessi offrire nuovi servizi e comfort più adatti agli utenti.

Al fine di meglio implementare un modello di business che si adatti ai cambiamenti previsti nello scenario di decarbonizzazione, devono essere riportati all'attenzione alcune delle principali richieste sul piano della regolamentazione dei DSO in sede comunitaria, ben

evidenziati in occasione in una pubblicazione⁵⁴ presentata al Forum di Madrid. Vengono in particolare delineati quelle che dovranno essere le modifiche normative necessarie per sostenere il complesso percorso verso la decarbonizzazione, ossia: in primo luogo impostare delle strutture tariffarie che siano in grado di accompagnare il processo di integrazione tra il sistema elettrico e quello del gas, e permettere ai DSO di investire in infrastrutture per l'inserimento dell'idrogeno; in relazione all'inserimento di varie tipologie di gas nella rete, i soggetti distributori devono essere abilitati a servire i clienti collegati attraverso l'adattamento della rete gas e questo può essere raggiunto attraverso la digitalizzazione della rete con l'adozione di tecnologie avanzate che permettono di fornire maggiori informazioni ai consumatori e facilitare l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili; importanti saranno anche i flussi di informazioni frequenti da parte degli operatori dei sistemi di trasmissione nazionale (TSOs) e relativi investimenti in tecnologie di monitoraggio.

Un secondo punto riguarda lo sviluppo di un quadro giuridico nazionale che possa sostenere la crescita della quota di fonti energetiche rinnovabili o dei gas a bassa emissione di carbonio, e quindi un rapido percorso verso il processo di decarbonizzazione. In questo caso, occorrerà garantire un approccio sempre più coordinato tra DSO e TSO in modo da far fluire il gas nel modo più efficiente possibile soprattutto in momenti in cui vi è un'alta produzione di energia contrapposta ad una bassa domanda. Coerentemente con lo sviluppo del modello di generazione elettrica distribuita, risulterà necessario sviluppare una visione strategica a livello locale, definendo le modalità per una corretta integrazione tra le infrastrutture del gas e quelle elettriche, e sfruttare possibili interrelazioni con altri settori, ad esempio quello dei trasporti. Viene successivamente richiamata l'importanza di redigere la programmazione dello sviluppo infrastrutturale, *TYNDP (Ten-Year Network Development Plan)*, ossia un piano decennale di sviluppo della rete di trasporto pubblicato ogni due anni da ENTSO-E ed ENTSO-G, che mostra come potrebbe apparire il sistema energetico europeo nel futuro 2030 e 2040, in base al lavoro congiunto di DSO e TSO, sia del mercato elettrico che quello del gas; questo perché è richiesto uno sviluppo della rete per raggiungere gli obiettivi energetici dell'Unione e sarà necessario collocare gli investimenti infrastrutturali in modo ottimale. Investimenti che dovranno essere accompagnati anche da un aggiornamento della regolamentazione tecnica delle norme europee e nazionali tale da consentire l'iniezione dei vari gas rinnovabili nella rete, nonché da un'autorizzazione ai DSO di costruire e gestire *line-pack* e *pipe-storage* al fine di massimizzare l'iniezione di fonti energetiche rinnovabili e gas a completa e/o bassa incidenza delle emissioni nelle reti di distribuzione. Infine, molto importante sarà investire nella ricerca e nello sviluppo per implementare tecnologie di impiego delle varie tipologie di gas, tra cui sensori per l'idrogeno, materiali di costruzione delle reti e una gestione *smart* delle infrastrutture.

⁵⁴ Da parte di Eurogas, GEODE, CEDEC, intitolato "*The role of DSOs in the decarbonisation process and regulatory barriers*".



Centro Studi in Economia e Regolazione
dei Servizi, dell'Industria e del Settore Pubblico

www.cesisp.unimib.it

