

Come si cambia

La distribuzione gas tra la contendibilità promessa e la transizione annunciata

Carlo Amenta, Alfonso Merendino e Carlo Stagnaro

Executive Summary

- Negli ultimi vent'anni il settore del gas naturale è stato investito da profondi cambiamenti, che hanno interessato il disegno di mercato, la struttura dell'industria, le metodologie e gli obiettivi della regolazione tariffaria e le modalità per l'individuazione dei soggetti gestori delle reti;
- Per quanto riguarda in particolare le infrastrutture per la distribuzione, la svolta principale coincide col decreto Letta del 2000, che ne ha imposto l'affidamento attraverso procedure competitive;
- Una serie di interventi successivi ha consentito di calare il tema delle gare entro un contesto definito, con l'individuazione di 177 Ambiti territoriali minimi (Atem), che successivamente si sono ridotti a 172 a causa di alcune aggregazioni;
- Tuttavia, l'organizzazione delle gare ha incontrato numerosi ostacoli pratici. Alla data del 30 settembre 2022, erano state bandite 31 procedure, di cui solo tre concluse con l'avvio della nuova gestione e quattro aggiudicate;
- Gli esiti delle gare confermano che, dove erano presenti almeno due partecipanti, i ribassi sono stati significativi, a riprova della efficacia dello strumento; al tempo stesso, si evidenzia un forte vantaggio dell'incumbent, con cinque gare su sette aggiudicate al gestore uscente;
- Dall'analisi degli esiti delle gare emerge quindi con nettezza l'importanza di promuovere la partecipazione degli operatori;
- Per comprendere le motivazioni che possono indurre un operatore a partecipare o meno a una gara, si è condotta una survey a cui hanno risposto dieci soggetti, complessivamente rappresentativi di una quota compresa nella forchetta 60-70 per cento dei volumi di gas trasportati a livello nazionale e del 65-75 per cento dei pdr;
- Dalla survey sono emersi alcuni elementi di cui è importante tenere conto nel processo di riforma del settore, anche alla luce delle norme contenute nella legge annuale per la concorrenza approvata nell'agosto 2022:
 - Tutti gli operatori hanno enfatizzato l'importanza degli elementi economico-finanziari della gara, quali il livello di (e la differenza tra)

Carlo Amenta è direttore dell'Osservatorio sull'economia digitale dell'Istituto Bruno Leoni.

Carlo Stagnaro è Direttore Ricerche e Studi dell'Istituto Bruno Leoni.

Alfonso Merendino è laureato in Economia presso l'Università Bocconi.

Si ringrazia 2i Rete Gas per il supporto a questo studio

Vir e Rab;

- Tutti gli operatori, soprattutto quelli di dimensioni medio-piccole, chiedono la possibilità di pianificare la partecipazione alle gare e sottolineano l'importanza della pronta disponibilità della documentazione in formato fruibile;
- Gli operatori inoltre lamentano la presenza di richieste più o meno chiare di interventi non strettamente connessi all'esercizio e allo sviluppo delle reti e possibilmente privi di remunerazione tariffaria;
- I criteri di gara sono giudicati in parte obsoleti, in quanto riflettono la prospettiva del Legislatore dei primi anni Duemila che aveva come obiettivo primario lo sviluppo delle reti, mentre oggi qualunque intervento va inserito nella prospettiva della transizione ecologica; inoltre i criteri relativi all'innovazione tecnologica sono anch'essi superati;
- L'aspettativa di rendimento è un elemento rilevante ma, al di sopra della soglia di sostenibilità, non determinante nella scelta se partecipare a una gara;
- Infine, pesa la carenza di metodologie standardizzate per la valutazione degli investimenti e l'effettuazione di analisi costi-benefici;
- Alla luce dell'analisi degli esiti di gara, della review delle norme vigenti e del responso degli operatori alla survey, sono state identificate una serie di ipotesi di intervento per modernizzare la disciplina, promuovere le gare e allineare gli obiettivi della gestione delle reti a quelli (europei e nazionali) legati alla transizione ecologica, quali l'adeguamento delle reti (ove necessario) al trasporto di gas sostenibili (quali idrogeno e biometano) e il miglioramento delle prestazioni delle reti;
- In primo luogo, si sono individuati possibili interventi "dentro la gara", a partire da quanto previsto dalla citata legge annuale per la concorrenza, al fine di promuovere la celebrazione delle, e la partecipazione alle, gare; secondariamente si sono ipotizzati interventi "fuori della gara", relativi al disegno di mercato e all'aggiornamento degli obiettivi della gestione al nuovo contesto dettato dal target della neutralità climatica entro il 2050; infine ci si è interrogati sul senso stesso dell'investimento nelle reti di distribuzione e sulla co-evoluzione con le reti "cugine" per la distribuzione elettrica, anche alla luce della convergenza tecnologica e della conseguente fungibilità tra i due mercati;

La Tabella seguente riassume gli interventi ipotizzati; alcuni di essi trovano riscontro almeno parziale nelle bozze di Decreto Ministeriale attuativo di quanto disposto dalla Legge annuale per la concorrenza 2021, circolate nel mese di marzo 2023. Ciò riguarda, in particolare, alcuni aspetti relativi all'organizzazione delle gare, mentre altre questioni di più ampio respiro sono ancora da affrontare.

Tabella riassuntiva	
Obiettivo	Possibile soluzione
Svolgimento della gara	
Incentivare gli enti locali proprietari delle reti di collaborare all'avvio delle gare	Il riconoscimento del pieno valore di rimborso, eliminando ogni discriminazione in funzione della proprietà delle reti, introdotto con le disposizioni della recente legge annuale per la concorrenza costituisce un primo incentivo. Potrebbero essere valutate altre forme di incentivo/premialità per gli enti locali che danno corso alla procedura di gara nei tempi previsti.
Velocizzare la valutazione dei valori di rimborso	Ampliare ulteriormente, entro una certa misura, le maglie degli scostamenti tra Vir e Rab per i quali non è prevista ulteriore analisi rispetto a quanto già previsto dalla legge annuale per la concorrenza 2021.
Accelerare il rilascio delle informazioni e l'avvio delle gare	Prevedere sanzioni per gli enti locali che non mettono i dati a disposizione nel formato e nei tempi stabiliti, in analogia a quanto è stato previsto per i gestori uscenti dalle disposizioni della recente legge annuale per la concorrenza. Le bozze di Decreto Ministeriale attuativo della Legge annuale per la concorrenza 2021 contengono misure utili in tal senso.
Ridurre l'incertezza in relazione alle richieste di interventi per lo sviluppo, potenziamento o mantenimento in efficienza delle reti	Adottare una metodologia armonizzata e trasparente per l'analisi costi-benefici o, in alternativa, specificare nel frattempo condizioni univoche di validità o meno – ex ante – delle ACB svolte dalle stazioni appaltanti, quale riferimento uguale per tutti da assumere per la redazione del piano economico-finanziario da allegare all'offerta.
Semplificare il subentro del nuovo gestore	Definire <i>ex ante</i> informazioni operative da rendere disponibili prima della gara e adeguare le tempistiche di subentro e la regolazione alla complessità degli hand over a livello dell'Atem
Rafforzare la competenza e la multidisciplinarietà delle stazioni appaltanti e delle commissioni di gara	Prevedere iniziative istituzionali sistematiche di formazione e creare un elenco dei potenziali commissari di gara, eventualmente articolato per area disciplinare
Missione dei gestori	
Ridefinire l'obiettivo delle gestioni	Ridurre il peso (o addirittura eliminare la menzione esplicita) dell'espansione della rete tra i criteri di valutazione, sia per quanto riguarda la parte economica, sia per quanto riguarda il piano di sviluppo della rete. Le bozze di Decreto Ministeriale attuativo della Legge annuale per la concorrenza 2021 contengono misure utili in tal senso.
Ridefinire l'innovazione tecnologica	Rivedere il DM 226/2011 sostituendo, tra le altre revisioni, l'elenco tassativo degli interventi di innovazione tecnologica con un elenco aperto, da rivedere periodicamente per mano dell'Arera. Lasciare aperta anche la facoltà per i partecipanti alla gara di proporre interventi di innovazione tecnologica ulteriori rispetto a quelli definiti dalla disciplina. In parte questa riforma è indirizzata sulla base di quanto stabilito dalla recente legge annuale per la concorrenza, che attribuisce ai ministeri della Transizione ecologica e degli Affari regionali, sentita l'Arera, di aggiornare il D.M. 226/11, in particolare ridefinendo i criteri per la valutazione dell'innovazione tecnologica. E' importante, in proposito, che vengano individuati criteri relativi non tanto a elementi alla frontiera della R&D, quanto a elementi innovativi più concretamente misurabili allo stato attuale, in maniera semplice e soprattutto raffrontabile tra operatori (es. eventuali miglioramenti in termini di performance/tassi di successo della telelettura effettuata tramite gli smart meter gas; oppure livelli migliorativi rispetto a quelli stabiliti dalla recente regolazione introdotta riguardo la gestione del delta in-out sulle reti di distribuzione). Le bozze di Decreto Ministeriale attuativo della Legge annuale per la concorrenza 2021 contengono misure utili in tal senso.

Orientare l'offerta economica a favore del consumatore	Fissare ex ante i canoni di concessione (in percentuale della remunerazione del capitale di località). Ricondurre le espansioni della rete e gli interventi sull'efficienza energetica unicamente al piano di sviluppo della rete. Focalizzare l'offerta economica sullo sconto tariffario a favore dei consumatori finali, da riconoscere al-meno in parte a favore dei clienti all'interno dell'Atem.
Ruolo delle reti gas nella transizione ecologica	
Consentire il regolare svolgimento delle gare	Predisporre entro il 2025 le regole per l'affidamento delle concessioni per la distribuzione elettrica, come previsto dal decreto Bersani
Promuovere il coordinamento tra reti gas e reti <i>power</i>	Individuare criteri regolatori e possibilmente criteri di valutazione delle offerte in sede di gara per consentire un maggior coordinamento, soprattutto in relazione ai piani di sviluppo delle reti alla luce della crescita della capacità rinnovabile installata
Promuovere la partecipazione alle gare per la distribuzione elettrica e creare i presupposti per forme di concorrenza per confronto	Individuare un congruo numero di Ambiti territoriali minimi su cui riarticolare le concessioni per la distribuzione dell'energia elettrica, aggregando i piccoli e piccolissimi gestori e disaggregando la maggiore concessione

Introduzione

Il settore della distribuzione locale del gas in media e bassa pressione ha subito cambiamenti di vasta portata nell'arco degli ultimi vent'anni. Tali cambiamenti hanno investito, tra l'altro, il disegno del mercato, la struttura dell'industria, le metodologie e gli obiettivi della regolazione tariffaria e le modalità per l'individuazione dei soggetti gestori delle reti. Sotto quest'ultimo profilo, che avrebbe dovuto rappresentare il perno dell'intero cambiamento, il punto di svolta è stato l'emanazione del decreto legislativo 164/2000, di recepimento della direttiva 98/30/CE, comunemente noto come Decreto Letta dal nome dell'allora ministro dell'Industria, Enrico Letta. Esso compie una scelta netta: la gestione delle reti deve periodicamente essere riaffidata attraverso un processo di selezione competitiva.

A che punto è il processo? Quali difficoltà ha incontrato? Il disegno del decreto Letta è ancora attuale? Va aggiornato? Se sì, come e con quali obiettivi? Questo studio intende rispondere a tali domande offrendo un contributo e una prospettiva originale alla comprensione del problema. Lo studio si divide in tre parti. La Parte I è dedicata all'esperienza maturata finora: in particolare, ricostruisce l'evoluzione della disciplina, con specifico riferimento alle gare, ed esamina gli esiti delle (poche) gare d'ambito finora celebrate. Va detto che, prima della definizione degli ambiti, si erano già tenute delle gare a livello comunale. Il legislatore ha ritenuto che quell'esperimento dovesse essere ripensato. In parte, vincolare la dimensione operativa dei gestori a quella amministrativa dei comuni rischiava di mantenere quella frammentazione che storicamente caratterizza il settore e che è sempre più incompatibile da un lato con l'alta intensità di capitale e di tecnologia degli investimenti e dall'altro con una ineludibile prospettiva di visione, pianificazione e gestione sovra-locale e coordinata o d'insieme delle infrastrutture energetiche nel loro complesso. Problemi destinati a divenire maggiormente rilevanti se davvero i volumi di gas (tradizionale) trasportati dovranno declinare con la rapidità prevista dal Pniec, senza essere controbilanciati da un significativo incremento dell'immissione in rete di gas rinnovabili. Tale elemento pone sfide riguardo i possibili utilizzi innovativi delle reti gas correlati alla decarbonizzazione (green gas, idrogeno, *sector coupling* con elettrico, *reverse flow* dalla rete di distribuzione a quella di trasporto), che richiedono a loro volta capitali e tecnologia.

In ogni caso, per una prima valutazione di quell'esperienza (che verrà in parte ripresa) si rimanda all'analisi di Dorigoni (2007).

La Parte II prende le mosse dall'analisi e dall'esperienza delle gare che si sono svolte. Sono necessari alcuni *caveat*. In primo luogo, la loro scarsa numerosità rende difficile generalizzare qualsiasi risultato; secondariamente, è difficile comunque negare che vi sia un riscontro empirico all'aspettativa teorica secondo cui gli esiti e l'efficacia della gara sono legati alla numerosità della sua partecipazione. Al momento in cui questo studio viene completato (28 febbraio 2023), si sono chiuse (seppure in parte ancora oggetto di ricorsi) le procedure per l'affidamento di sette ambiti,¹ una è chiusa ma oggetto di valutazione della commissione aggiudicatrice, mentre quattro gare sono aperte, quattordici sono prossime alla scadenza delle manifestazioni di interesse, in cinque casi le manifestazioni di interesse sono scadute e sedici i bandi sono stati inviati ad Arera ma non ancora aperti. Nove gare sono state annullate o sospese. Tuttavia, gli esiti delle gare e le considerazioni sviluppate nella sezione precedente forniscono la base per una *survey* tra i principali operatori del settore. Il testo della *survey* è riportato nell'Appendice 1. Hanno risposto complessivamente 10 operatori, di varie dimensioni, rappresentativi congiuntamente di una quota di mercato stimabile nella forchetta 60-70 per cento.

Infine, traendo le implicazioni delle interviste approfondite con gli operatori, la terza parte dello studio indaga possibili strade per migliorare il sistema senza tuttavia stravolgerlo. Le ipotesi considerate si focalizzano su due aspetti distinti. Da un lato vengono individuati possibili interventi "dentro le gare", finalizzati a rimuovere quegli ostacoli che, finora, hanno rallentato l'indizione dei bandi o scoraggiato la partecipazione. Nei primi mesi del 2023, sono circolate bozze di un Decreto Ministeriale del Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica, attuativo della Legge annuale per la concorrenza 2021, che in parte sembrano andare in questa direzione. Dall'altro lato, lo strumento della gara viene calato nel contesto più ampio della transizione ecologica e del cambio di modello regolatorio, individuando elementi qualificanti "fuori dalla gara", legati cioè all'evoluzione del settore e agli obiettivi stessi che vengono assegnati alle procedure per l'individuazione dei nuovi soggetti gestori nei singoli Atem. Infine, vengono svolte alcune riflessioni più di lungo termine, legate allo scenario della transizione e alla possibile convergenza e integrazione tra i settori elettrico e gas.

Da ultimo, un capitolo conclusivo riassume e trae le più rilevanti implicazioni di *policy*.

PARTE I. COSA SAPPIAMO DELLE GARE

Le premesse teoriche delle gare

La logica delle gare risponde a una duplice esigenza: formale e sostanziale. Dal punto di vista formale, il decreto Letta – e tutti i provvedimenti successivi di adeguamento della normativa nazionale a quella europea – recepisce il principio generale dell'ordinamento europeo secondo cui i beni scarsi, ovvero non ragionevol-

1 Milano 1, Torino 1, Torino 2, Belluno, Valle d'Aosta, Udine 2, Napoli 1. in un ottavo ambito, La Spezia, la gara è chiusa ma il suo esito è ancora all'attenzione della commissione aggiudicatrice.

mente duplicabili in logica di efficienza complessiva di sistema (quali, appunto, le infrastrutture di distribuzione del gas) devono essere affidati attraverso procedure competitive. Dal punto di vista sostanziale le infrastrutture per la distribuzione locale del gas hanno le caratteristiche del monopolio naturale su un dato territorio. Non risulta infatti tecnicamente o economicamente razionale duplicare le reti, in quanto i costi di produzione da parte di un singolo operatore sono inferiori ai costi che dovrebbero essere sostenuti da due o più operatori in concorrenza. La realizzazione e gestione delle reti è soggetta a rilevanti economie di densità e, in misura inferiore, economie di scala e di scopo (Aeeg, 2008). Per evitare che l'operatore della rete estragga la rendita di monopolio, con conseguenze negative per il welfare sociale in termini di costi del servizio eccessivi o sotto-investimento, la disciplina prevede la coesistenza di due strumenti: la regolazione tariffaria, da un lato, e l'affidamento tramite procedure a evidenza pubblica, dall'altro. Inoltre, coerentemente col percorso di liberalizzazione del mercato europeo dell'energia elettrica e del gas, per le attività di distribuzione sono previsti obblighi di separazione contabile, organizzativa e decisionale rispetto ad altre società che, all'interno del medesimo gruppo, sono attive nei segmenti competitivi del mercato.

La regolazione tariffaria non è oggetto del presente studio. Essa, sulla base di metodologie sostanzialmente condivise, punta a stabilire i costi efficienti che l'operatore dovrebbe sostenere per garantire l'erogazione del servizio e lo sviluppo dell'infrastruttura. Tali costi vengono poi ribaltati in tariffa in modo tale da garantirne la piena copertura (Beccarello e Piron, 2008). Tradizionalmente la regolazione tariffaria prevede la distinzione tra i costi operativi (opex) e di investimento (capex). Nel modello italiano, è stato adottato un modello ibrido di *price cap* per gli uni e *rate of return* per gli altri. Tuttavia, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (Arera) sta valutando un significativo cambio di paradigma: sulla scorta dell'esperienza inglese (Ofgem, 2020) è in discussione l'avvio della transizione verso un sistema basato sulla spesa totale e su una serie di specifici obiettivi di spesa e di servizio (Ross-base), su cui torneremo più avanti (Arera, 2021a).

L'altro strumento utilizzato per prevenire l'estrazione di rendite di monopolio è la contendibilità degli affidamenti. L'intuizione teorica risale a un paper di Harold Demsetz (1968) che pone le basi per la pratica oggi nota come "concorrenza *per il mercato*": diversamente dal modello usuale di concorrenza (*nel mercato*), in presenza di monopoli naturali non è possibile avere una pluralità di operatori alternativi. Si può tuttavia mimare gli effetti della competizione riassegnando periodicamente il servizio, al duplice fine di creare una fase di necessaria trasparenza sui costi e di verificare l'esistenza di potenziali *competitor* in grado di svolgere il servizio in modo più efficiente.

La regolazione tariffaria e la concorrenza per il mercato, seppure per certi versi antitetiche, in realtà vanno viste nel contesto di un approccio organico alla regolazione del monopolio naturale: si tratta infatti di due strumenti che, in modo diverso, hanno l'obiettivo di limitare l'estrazione di rendite. Entrambi sono esposti al rischio delle asimmetrie informative, ma proprio per questo – e per la natura di ciascuno strumento di regolazione – si compensano a vicenda e consentono di far emergere l'informazione necessaria (Williamson, 1976). E, dal punto di vista della regolazione tariffaria, anche l'eventuale transizione verso un sistema basato sulla spesa totale e obiettivi di spesa e di servizio (il citato Ross-base) andrebbe oppor-

tunamente raccordata non solo all'attuale regolazione tariffaria, ma anche – non senza complessità – al sistema delle gare.

Queste premesse erano necessarie per arrivare all'oggetto di questo paper: l'effettiva attuazione di quanto previsto dal decreto Letta (e confermato dai successivi provvedimenti in materia) relativamente alla contendibilità degli affidamenti nel settore della distribuzione del gas naturale. Negli oltre due decenni trascorsi, il settore ha conosciuto enormi trasformazioni e anche la disciplina si è adeguata, sebbene non sempre in modo sufficientemente rapido e significativo. Il gas, inizialmente identificato come l'architrave della nuova stagione segnata dalla liberalizzazione dei mercati e dai crescenti obiettivi ambientali (Iea, 2011), ha poi visto rapidamente cambiare lo scenario di domanda. La diffusione delle fonti rinnovabili, la pressione verso l'elettrificazione dei consumi finali e i sempre più ambiziosi obiettivi di taglio emissivo hanno indotto a ridimensionare progressivamente i consumi attesi di gas. Attualmente, si prevede che la domanda nazionale dovrebbe scendere dagli attuali circa 70 miliardi di metri cubi annui a circa 60 entro il 2030 (Mise-Mattm-Mit, 2019), ma tale *target* ancora non riflette i nuovi obiettivi del pacchetto *Fit for 55*. Di conseguenza, anche la pianificazione degli investimenti e delle iniziative di sviluppo della rete dovrà essere corretta per incorporare il nuovo scenario. Gli obiettivi ambientali sono stati ulteriormente incrementati attraverso il piano RepowerEU,² con cui l'Unione intende rispondere alla crisi energetica in corso. Tale piano prevede l'aumento del *target* per le fonti rinnovabili dal 40 al 45 per cento entro il 2030. Esso prevede, tra l'altro, un intenso utilizzo di biometano e idrogeno, con un obiettivo di produzione pari a 35 miliardi di metri cubi e 10 milioni di tonnellate rispettivamente, a cui dovrebbero aggiungersi 10 milioni di tonnellate di idrogeno importato, entro il 2030. Questi gas dovrebbero essere utilizzati dapprima in miscela col metano fossile e poi sostituirlo in svariati usi finali, quali l'industria e i trasporti pesanti.

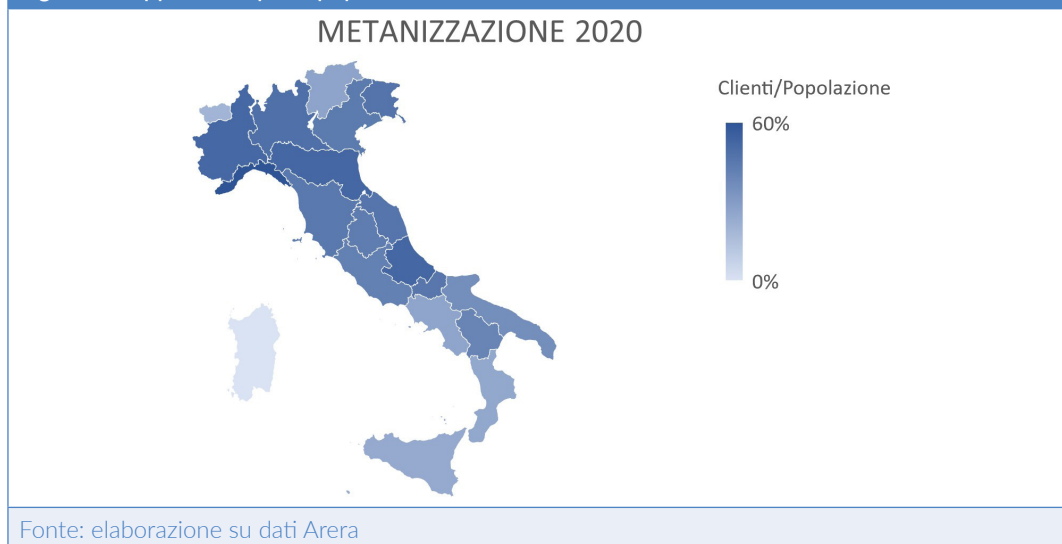
Sotto il profilo dell'organizzazione e della struttura dell'industria, l'Italia ha visto una significativa contrazione del numero di operatori della distribuzione, che dagli oltre 700 esistenti nei primi anni Duemila sono scesi a circa 200. Tale processo è stato indotto non solo dall'esistenza di diseconomie di scala per le gestioni di piccole o piccolissime dimensioni, ma anche da una precisa volontà regolatoria. In particolare, sono stati individuati sul territorio nazionale 177 ambiti territoriali minimi (Atem), poi ridotti a 172 a seguito di alcune aggregazioni intervenute tra gli stessi. La loro dimensione media si aggira attorno ai 120 mila pdr, seppure con una significativa variabilità: si va da poche decine di migliaia a oltre un milione di pdr.³ La definizione degli Atem era propedeutica alla celebrazione di gare a livello d'ambito, unificando così gestioni che, in generale, erano precedentemente soggette a estrema frammentazione. La diversa dimensione degli Atem (in termini di numero di pdr) riflette anche il grado asimmetrico di metanizzazione del paese, con alcune regioni – specialmente nel nord – storicamente caratterizzate da una penetrazione capillare, mentre altre, soprattutto al sud, assai poco metanizzate. La

2 https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowerEU-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_it#energia-pulita

3 https://www.mise.gov.it/index.php/it/energia/gas-naturale-e-petrolio/gas-naturale/_distribuzione/elenco-ambiti-territoriali

Sardegna, peraltro esclusa dal regime delle gare d'Atem, è attualmente oggetto di un censimento sulle infrastrutture esistenti e di ambiziosi piani di sviluppo, il cui quadro regolatorio è ancora in divenire (Arera, 2022a).

Figura 1. Rapporto tra pdr e popolazione



La promessa della contendibilità

L'evoluzione normativa successiva al decreto Letta è complessa e frammentaria e non può essere qui ricostruita nel dettaglio (a tal fine si rimanda a Cereda et al., 2017). È tuttavia importante cogliere alcuni elementi essenziali relativi sia alle intenzioni del legislatore e dei governi che si sono succeduti, sia agli effetti concreti dei tanti interventi correttivi adottati nel corso degli anni.

Il decreto Letta individua la gara come unica forma di affidamento. Inoltre vengono stabiliti altri principi che, seppure attraverso successive evoluzioni, restano scolpiti nell'ordinamento. In primo luogo, cessano le gestioni "in economia" da parte dei comuni, che devono essere societarizzate. Secondariamente, è prevista l'individuazione di una soglia dimensionale minima all'interno della quale la gestione deve essere unitaria (il concetto di Ambito territoriale minimo che sarà poi alla base dell'evoluzione recente anche in merito al disegno delle gare). In terzo luogo, la durata dell'affidamento è commisurata al tempo di recupero degli investimenti previsti dal piano di sviluppo, ma non può in ogni caso eccedere i dodici anni. Infine – e questa è una tra le più importanti previsioni inattuate – è fissato un periodo transitorio di cinque anni, durante i quali gli enti locali devono organizzare le gare e riassegnare il servizio. In realtà, la maggior parte delle concessioni in essere al momento del decreto Letta resteranno in vigore fino alla scadenza naturale (in molti casi nel periodo 2009-12) e oltre. Diversi comuni, tuttavia, organizzeranno delle procedure competitive per l'assegnazione delle rispettive porzioni di reti. In assenza di linee guida vincolanti, esse saranno in gran parte orientate a massimizzare il canone concessorio. Per una valutazione sugli esiti di queste gare si veda Dorigoni (2007).

Le cose cambiano in modo assai rilevante, almeno sul piano formale, negli anni successivi al 2007, con un complessivo ridisegno del sistema dettato solo in parte dal recepimento del secondo e soprattutto del terzo pacchetto energia. In partico-

lare, viene meglio dettagliata la suddivisione del territorio nazionale in 177 Atem, poi divenuti 172 a seguito dell'intervenuta aggregazione di alcuni di essi, con una dimensione media di circa 120 mila pdr, con l'obiettivo di fissare una soglia minima tale da consentire di catturare le economie di scala. All'interno di ciascun ambito vale il criterio dell'unicità della gestione, sicché deve essere identificata una unica stazione appaltante responsabile di individuare un unico gestore a cui affidare tutte le porzioni di rete frammentate tra gestioni spesso di piccole o piccolissime dimensioni, eredità del precedente periodo "comunale", specialmente nel Mezzogiorno. Circa la metà degli Atem hanno cinque o più gestori al proprio interno.

Questo percorso di razionalizzazione ha incontrato numerosi ostacoli. Anzitutto, l'attuazione di quanto previsto dalla normativa ha subito enormi rallentamenti. Ciò a dispetto della previsione originaria per cui gli enti locali afferenti agli ambiti ritardatari avrebbero dovuto subire una decurtazione del 20 per cento del canone di concessione (peraltro senza fare alcuna differenziazione in ordine alla durata del ritardo). Tale sanzione è stata, comunque, successivamente soppressa. A causa dei ritardi nell'avvio delle gare le concessioni in scadenza sono state tacitamente prorogate, generando un notevole contenzioso riguardo agli obblighi relativi alla prosecuzione di debenza del canone di concessione in egual misura rispetto a quella per cui il gestore si era impegnato per la durata del periodo di affidamento.

Un secondo elemento di difficoltà nella celebrazione delle gare è legato alla valorizzazione degli attivi. Essi possono essere valutati attraverso due metodi alternativi tra di loro. Dal punto di vista della contabilità regolatoria, ciò che rileva è la stima della Rab (*regulatory asset base*), la quale indica i costi degli investimenti riconosciuti ai fini tariffari, al netto dei deprezzamenti. In altre parole la Rab corrisponde al valore attuale netto del flusso di ricavi futuri, finalizzati appunto a coprire integralmente le spese in conto capitale sostenute dal soggetto gestore e a garantire una equa remunerazione. Alternativamente, gli attivi possono essere valutati al valore industriale residuo di rimborso (Vir), individuato a partire dal valore di ricostruzione a nuovo, deprezzato per tenere conto dell'età dei beni. La differenza tra queste due valorizzazioni può essere molto rilevante. La stima del valore residuo non pienamente recuperato è infatti un elemento cruciale per la celebrazione delle gare, in quanto – nel caso in cui il soggetto aggiudicatario sia diverso dall'uscente – quest'ultimo dovrà ricevere quale indennizzo una somma equivalente. La questione sarebbe di secondaria importanza se, in termini concreti, la stima del Vir si discostasse solo in piccola misura da quella della Rab. Tuttavia, in molti casi le cose non stanno così. A rendere la situazione ancora più complessa è il fatto che, all'interno di un medesimo ambito, possono coesistere comuni nei quali la differenza tra Vir e Rab è ridotta e altri in cui invece è elevata. Il legislatore e il regolatore hanno individuato una via mediana. In sede di prima applicazione il valore di subentro coincide (in principio e previe verifiche):

- in caso di cambio di gestore: col Vir, che diventa la Rab iniziale per il nuovo affidamento e al suo termine, unitamente agli investimenti effettuati in corso di concessione, concorrerà alla Rab che costituirà il valore di subentro dell'affidamento successivo;
- in caso di conferma del gestore uscente: con la Rab preesistente, che sarà sostituita dal Vir per gli impianti in essere all'avvio del nuovo affidamento solo al suo termine, assommandosi alla Rab corrispondente agli investimenti effet-

tuati in corso di concessione e divenendo il valore di subentro dell'affidamento successivo.

Quindi il Vir ha una valenza *una tantum* e serve a riconciliare la contabilità pre-decreto Letta con quella post. Tuttavia, nel caso di scostamenti significativi tra i due valori, i comuni (e le stazioni appaltanti) dovranno inviare la documentazione all'A-rera perché essa produca una verifica "terza", che confermi l'ammissibilità tariffaria del Vir individuato dalla stazione appaltante (che diverrà la nuova Rab post gara, o sin dall'avvio del nuovo affidamento, in caso di subentro di un gestore diverso dal precedente, oppure al termine dell'affidamento stesso, in caso di conferma del gestore uscente). Questo procedimento, in astratto ragionevole, ha finito per ingolfare il processo, sia per la numerosità delle verifiche, sia perché espone ovviamente qualunque decisione amministrativa al contenzioso. Sicché una serie di interventi successivi hanno teso ad allargare la forchetta, per così dire, ammissibile tra Vir e Rab. Finora, però, tali semplificazioni hanno avuto poco successo. E' stata infatti sin qui sufficiente una sola località, anche piccola, oltre la soglia indicata per non render più applicabile l'impostazione di semplificazione della verifica.

Un terzo problema è legato alla diversa condizione delle reti dal punto di vista proprietario. Esistono tre possibilità: le reti possono essere di proprietà degli enti locali (o di società pubbliche delle reti quali le società patrimoniali a cui i comuni conferiscono la proprietà degli asset); possono essere di proprietà dei soggetti gestori; oppure possono essere di proprietà di soggetti terzi. Il tema è rilevante perché, mentre è chiaro dalla normativa che le reti di proprietà di soggetti giuridicamente privati danno luogo a un rimborso commisurato al Vir, sebbene coi *caveat* appena esposti, nel caso della proprietà degli enti locali la situazione è risultata sin qui asimmetrica. Solo recentemente, nella legge annuale per la concorrenza e il mercato approvata nell'agosto 2022,⁴ la questione trova una risposta e anche per gli enti locali viene affermato il diritto al riconoscimento del Vir (Cereda, 2021). Diversamente, per lungo tempo la normativa ha contenuto in sé un implicito, e forte, disincentivo alle gare per gli enti locali proprietari di reti o loro porzioni. La norma contiene anche importanti misure relative all'aggiornamento dei criteri di gara, su cui si tornerà nella terza parte di questo studio.

Queste difficoltà, e altre ben descritte all'interno di svariate indagini sul tema (Cereda, 2021; Bosetti et al., 2021) hanno rallentato, ostacolato o scoraggiato le gare. Ciò a dispetto di svariati tentativi di semplificarne lo svolgimento o rimuovere le barriere: lo stesso ridisegno degli ambiti andava e va in questa direzione, come del resto fanno le semplificazioni introdotte nel 2017 in materia di differenza tra Vir e Rab, quelle previste nel 2020 in merito all'analisi costi-benefici per gli interventi di sviluppo ed estensione delle reti, sia nei comuni ancora da metanizzare che in quelli già metanizzati, e quelle da ultimo inserite nella legge per la concorrenza 2021. I ritardi nelle gare hanno fatto sì che l'attenzione restasse focalizzata sul loro svolgimento, e la principale domanda di *policy* riguardasse, da un lato, l'opportunità di proseguire sulla strada del decreto Letta (anziché abbandonare tale velleità e tornare a un meccanismo di gestione pubblica più o meno diretta); e, dall'altro, gli accorgimenti da adottare per sbloccare la situazione. A causa di ciò, relativamente poca attenzione è stata dedicata alle modalità di svolgimento delle gare e

ai criteri di valutazione delle offerte, che – pur interpretati con relativa flessibilità dalle stazioni appaltanti – sono definiti dalla disciplina nazionale. Pertanto, prima di analizzare i risultati delle gare che si sono svolte finora, è opportuno comprendere come è disegnato il procedimento e, dunque, quali obiettivi la competizione dovrebbe massimizzare.

I criteri di gara

Le modalità di valutazione delle offerte presentate in gara – e quindi, *a fortiori*, le informazioni che gli operatori devono fornire a proposito delle rispettive offerte – è disciplinata dal decreto ministeriale 12 novembre 2011, n.226 e successive integrazioni e modificazioni.

In sede di bando e disciplinare di gara, la stazione appaltante deve definire con chiarezza le condizioni minime di sviluppo della rete, le quali possono comprendere, tra l'altro, la densità minima di nuovi punti di riconsegna per chilometro lineare di rete, il volume di gas per chilometro di rete, gli interventi per la sicurezza e l'ammodernamento della rete, e la vita media ponderata degli impianti in modo da rendere esplicito quali e quanti dovranno essere sostituiti nel corso della durata della concessione (art.9). Già da questi elementi si comprende che il contesto per il quale è pensata la gara – che risale al primo decennio del secolo – è molto diverso dall'attuale. Il ruolo del distributore non viene visto sotto il mero profilo della gestione degli impianti, ma anche (forse soprattutto) sotto quello del loro sviluppo, in relazione a una progressiva copertura del territorio nazionale. Tema, questo, molto rilevante per le aree poco o per nulla metanizzate, soprattutto nel Mezzogiorno e, ovviamente, in Sardegna, dove è tuttora in fase di svolgimento un ambizioso piano di copertura. Coerentemente, la visione prospettica del legislatore dei primi anni 2000 è che la rete debba continuare a crescere per alimentare consumi a loro volta crescenti. Quanto tali assunzioni siano ancora attuali o siano oggi da rivalutare è facile dirlo; ciò nonostante esse restano alla base del disegno della gara e creano quindi una tensione tra la realtà formale della gara stessa e la realtà sostanziale del paese, dell'economia e della politica di decarbonizzazione. Su questi temi torneremo nella Parte III.

Peraltro le condizioni minime di sviluppo della rete, sopra ricordate, che dovrebbero essere definite sulla base di una serie di elementi (tra cui la densità minima di nuovi punti di riconsegna per unità di sviluppo della rete e relativo volume di gas distribuito) sono state sin qui definite e verificate/considerate anche dal regolatore, nell'ambito della verifica dei bandi di gara, solo con riferimento a parametri unici su base nazionale, indipendentemente dalla localizzazione geografica (da cui possono dipendere in maniera considerevole i consumi) e dai volumi distribuiti a seconda della tipologia di punti di riconsegna serviti.

Date queste premesse, la disciplina (artt.12-15) individua tre criteri attraverso cui attribuire un massimo di 100 punti per valutare l'offerta economicamente più vantaggiosa:

- le condizioni economiche, descritte all'art.13, a cui vengono attribuiti complessivamente 28 punti;
- i criteri di sicurezza e qualità, descritti all'art.14, per complessivi 27 punti;
- i piani di sviluppo degli impianti, di cui all'art.15, valevoli 45 punti.

Tabella 1. Punteggi massimi attribuibili ai criteri per la valutazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa				
	DM 226/2011		Bozze nuovo DM	
	Criterio	Punteggio max	Criterio	Punteggio max
Condizioni economiche	Sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità (max 100%)	13	Sconto tariffario rispetto alle tariffe previste dall'Autorità (max 100%)	13
	Sconto sui corrispettivi di prestazioni di servizi (max 100%)		Sconto sui corrispettivi di prestazioni di servizi (max 100%)	3
	Metri di rete per cliente per cui il distributore si impegna a realizzare estensioni successive non previste nel piano di sviluppo (unico parametro dell'offerta economica per cui non è previsto un cap dal bando e dal disciplinare di gara tipo)	5		
	Canone riconosciuto agli Enti concedenti (max 10%)	5	Canone riconosciuto agli Enti concedenti (max 10%)	7
	Investimenti di efficienza energetica, addizionali rispetto a quanto già previsto, a vantaggio degli Enti concedenti (max 20%)	5	Investimenti di efficienza energetica, addizionali rispetto a quanto già previsto, a vantaggio degli Enti concedenti (max 20%)	5 in caso di offerta di titoli di efficienza energetica, 4 nel caso in cui venga versato il relativo valore economico
	TOTALE	28		27
Criteri di sicurezza e qualità del servizio	Percentuale annua di rete in media e alta pressione sottoposta a ispezione	22		22
	Percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta a ispezione			
	Percentuale di chiamate di pronto intervento con tempo di arrivo inferiore a 60 minuti			
	Numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di pdr			
	Livello incrementale, rispetto agli obblighi previsti dall'Autorità, in relazione a un parametro scelto dalla Stazione appaltante tra quelli fissati nel Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas emanato dall'Autorità vigente al momento della gara	5		5
	TOTALE	27		27
Piano di sviluppo degli impianti	Adeguatezza dell'analisi di assetto di rete e degli impianti e della relativa documentazione	45	Adeguatezza dell'analisi di assetto di rete e degli impianti e della relativa documentazione	45
	Valutazione degli interventi di estensione e potenziamento		Valutazione degli interventi di sviluppo e ottimizzazione	
	Valutazione degli interventi per il mantenimento in efficienza della rete e degli impianti		Valutazione degli interventi per mantenimento in efficienza e abilitazione all'immissione di gas rinnovabile della rete e degli impianti	
	Innovazione tecnologica		Valutazione delle proposte di innovazione tecnologica	
	TOTALE	45		45
	TOTALE	100		99

La Tabella 1 riassume la ripartizione dei punteggi. Nei primi mesi del 2023 sono circolate bozze di un Decreto Ministeriale Mase attuativo della Legge annuale per la concorrenza 2021. Tale DM interviene, tra l'altro, sulle modalità di valutazione delle condizioni economiche e dei piani di sviluppo. La Tabella mostra anche in quale modo i criteri verrebbero modificati se le bozze fossero confermate. I conte-

nuti delle modifiche proposte verranno commentati successivamente.

Come si vede, la logica delle gare – che aveva molto senso nel momento in cui è stata varata, cioè nel primo decennio del Duemila – ruota attorno a due principi impliciti:

- obiettivo della gestione, oltre a garantire l'operatività quotidiana e la sicurezza delle reti, è anzitutto perseguire la loro espansione, in termini di chilometri lineari, punti di riconsegna serviti e volumi trasportati;
- l'aggiudicazione, pur considerando vari criteri, in ultima analisi dipende quasi interamente dall'offerta economica che, però, può formalmente non risultare l'elemento determinante. Infatti, in caso di offerte con parametri economici allineati ai massimi e parametri di sicurezza allineati ai massimi, assume importanza prevalente il punteggio attribuito al piano di sviluppo degli impianti e alla sua adeguatezza e sostenibilità.

Questo porta a tre conclusioni provvisorie, che dovranno essere sviluppate dopo aver adeguatamente analizzato l'evidenza emersa dalle gare e dalla *survey* svolta con gli operatori.

In primo luogo, l'idea di sviluppo delle reti è, alla luce delle evoluzioni più recenti, molto diversa rispetto a quanto immaginava il Legislatore degli anni Duemila. Da un lato, la maturità delle infrastrutture è cresciuta: non sono pochi gli ambiti in cui il livello di metanizzazione è prossimo al 100 per cento. Dall'altro, e più importante, mentre all'epoca la prospettiva era quella di una metanizzazione crescente, oggi tutto è differente. L'evoluzione tecnologica e l'adozione dei *target* legati alla transizione ecologica hanno fatto passare in secondo piano l'esigenza di portare il metano alle zone dove ancora non arriva. Più ancora, la forte spinta verso l'elettificazione dei consumi ci restituisce uno scenario in cui i volumi trasportati per servire i clienti civili dovranno probabilmente calare, non crescere. Inoltre, le reti andranno pensate sempre più per trasportare non (solo) metano ma anche gas a basso o nullo contenuto emissivo, quali biometano o idrogeno. Ma le esigenze di questi combustibili e la struttura industriale sottostante sono molto diverse da quelle del gas naturale: per esempio, non è detto che essi dovranno percorrere lunghissime distanze per arrivare dal pozzo al luogo del consumo, ma potrebbero svilupparsi sulla base di mercati territorialmente definiti in cui il luogo di produzione non è distante da quello del consumo. Questo, peraltro, può determinare una crescente importanza delle reti locali di distribuzione, ma ne comporta anche una diversa vocazione e utilizzo.

Un secondo elemento è relativo all'innovazione tecnologica. Nella logica del Letta e dei successivi provvedimenti attuativi, l'area relativa al piano di sviluppo della rete avrebbe dovuto dare maggior peso all'estensione fisica delle infrastrutture nei comuni scarsamente (o per nulla) metanizzati, all'innovazione tecnologica negli altri. Ma, all'epoca, con il termine "innovazione tecnologica" venivano indicati interventi e/o *target* quali l'installazione di contatori elettronici, di sistemi di dosaggio e iniezione dell'odorizzazione, ecc.. Gran parte di questi interventi e *target* sono nella sostanza stati raggiunti. Oggi, dunque, l'innovazione riguarda interventi più ampi e profondi, sia relativi alla gestione delle reti (quali la digitalizzazione e il mantenimento in efficienza), sia alla natura dei fluidi trasportati (*low-carbon o green gases*). Di conseguenza, seppure la ripartizione dei punteggi possa essere mante-

nuta invariata, nella sostanza è necessario intervenire, anche a livello formale, in quanto il DM 226/2011 individua in modo preciso tipologie di interventi in gran parte acquisite. La stessa Arera ha avviato un procedimento di aggiornamento del quadro regolatorio proprio per tenere conto di queste evoluzioni. Torneremo sul tema nella parte finale dello studio, anche alla luce delle proposte di modifica contenute nella bozza Mase e citate in Tabella 1.

Infine, la crescente complessità degli investimenti presuppone un maggior livello di laboriosità sia nell'individuazione degli investimenti richiesti dalle stazioni appaltanti in sede di gara, sia delle relative analisi costi e benefici, sia infine della capacità delle commissioni aggiudicatrici di valutare correttamente le offerte tecniche presentate dai concorrenti. Non si tratta, cioè, di valutare semplicemente estensioni lineari della rete – e pure queste sono esposte a giudizi differenti a seconda di come costi e benefici vengono pesati e anche in funzione di quanto siano realisticamente immaginabili, specie negli ambiti già fortemente metanizzati – ma di esprimere un giudizio sull'adozione di tecnologie alternative o sulla priorità di interventi strutturalmente diversi. Da questo punto di vista è opportuna una riflessione tanto sulla modalità di redazione delle analisi costi benefici, quanto sulla selezione delle commissioni, le quali devono avere “la conoscenza approfondita del settore specifico di attività ma anche la capacità di valutare la corrispondenza degli elementi oggetto di offerta al contesto della singola gara” (Uni, 2019).

Per quanto riguarda le analisi costi benefici, che sono uno dei punti cruciali attorno a cui ruota la gara e la selezione degli investimenti, è importante enfatizzare che proprio la complessità e anche, entro certi limiti, l'arbitrarietà che le caratterizza impone una riflessione sull'opportunità che sia il distributore a farsi carico di valutazioni e scelte sullo sviluppo strategico delle reti e del sistema energetico nel suo complesso. Questo dipende da fattori di lungo termine dettati dall'evoluzione tecnologica, dalla sensibilità ambientale, da elementi economici e dalle scelte di *policy*, oltre che dal comportamento concreto dei consumatori. Oltre tutto, le diverse valutazioni di questi aspetti possono condurre a risultati diversi quando non addirittura opposti, e rendere scarsamente confrontabili i progetti presentati dai concorrenti. L'assenza di metodologie condivise e di indicazioni fissate in modo non ambiguo dalla stazione appaltante attraverso la documentazione di gara non solo crea incertezza intorno alle strategie da adottare in sede di gara, ma rischia di danneggiare lo stesso procedimento concorsuale e la credibilità delle decisioni assunte a valle di esso.

È opportuno ricordare, prima di procedere, che la discussione fin qui svolta si riferisce alla ripartizione dei punteggi individuata dalla normativa vigente. Tuttavia le stazioni appaltanti possono discostarsene, così come possono discostarsi dal bando e dal disciplinare tipo, sebbene con l'obbligo di motivare le proprie determinazioni e di inviarne copia all'Arera, che può a sua volta rivolgere osservazioni.

Le gare gas: l'esperienza acquisita

Al momento in cui questo studio viene realizzato, sono state bandite 31 gare. Di queste, solo sette si sono concluse, di cui tre effettivamente assegnate (salvo ulteriori ricorsi). La Tabella 2 mostra una sintesi dello stato di avanzamento delle gare.

Tabella 2. Stato di avanzamento delle gare (aggiornato al 30 settembre 2022)						
Stato avanzamento	Atem	Pdr (migliaia) [2012]	Popolazione (2010)	Lunghezza rete (km) [2012]	Pdr / popolazione [2012]	Pdr / km tubo [2012]
Gare concluse con nuova gestione avviata	Torino 2	188.021	451.903	1.743	0,42	107,87
	Valle d'Aosta	19.976	128.230	362	0,16	55,18
	Milano 1	837.256	1.582.013	2.734	0,53	306,24
Gare aggiudicate	Torino 1	566.456	1.121.712	1.978	0,50	286,38
	Napoli 1	390.412	1.246.474	1.642	0,31	237,77
	Udine 2	90.731	198.005	1.191	0,46	76,18
	Belluno	45.406	205.613	981	0,22	46,29
TOT	7	2.138.258				
Gare terminate	La Spezia	111.042	228.570	1.425	0,49	77,92
TOT	1	111.042				
Gare in corso	Rimini	193.315	386.489	2.934	0,50	65,89
	Biella	66.476	185.017	1.178	0,36	56,43
TOT	2	259.791				
Manifestazioni d'interesse in scadenza	Varese 2	112.279	239.372	1.384	0,47	81,13
	Vicenza 3	102.724	253.220	1.824	0,41	56,32
	Potenza 2	59.935	226.460	929	0,26	64,52
	Lodi 1	57.731	124.112	607	0,47	95,11
	Monza e Brianza 1	122.492	257.042	890	0,48	137,63
	Vicenza 4	65.823	166.547	1.017	0,40	64,72
	Varese 3	228.934	494.287	2.567	0,46	89,18
TOT	7	749.918				
Manifestazioni d'interesse scadute	Udine 1	60.716	203.967	1.380	0,30	44,00
	Udine 3	60.803	146.307	1.195	0,42	50,88
	Perugia 2	99.831	301.675	1.931	0,33	51,70
	Prato	187.825	470.627	1.589	0,40	118,20
	Torino 5	57.504	154.784	1.001	0,37	57,45
TOT	5	466.679				
Bandi inviati ad Arera ma non aperti	Catanzaro- Crotone	98.516	543.202	1.385	0,18	71,13
	Forli-Cesena	171.564	367.119	2.596	0,47	66,09
	Genova 1	335.938	678.628	1.774	0,50	189,37
	Modena 1	230.892	497.040	3.105	0,46	74,36
	Modena 2	112.966	247.517	1.979	0,46	57,08
	Pordenone	111.570	297.592	1.881	0,37	59,31
	Roma 1	1.354.811	2.969.440	5.537	0,46	244,68
	Roma 4	118.010	430.597	1.169	0,27	100,95
TOT	9	2.534.267				
Gare annullate o sospese	Alessandria 2	51.136	110.109	582	0,46	87,86
	Biella	66.476	185.017	1.178	0,36	56,43
	Lucca	158.618	393.795	1.873	0,40	84,69
	Massa-Carrara	89.051	198.847	979	0,45	90,96
	Torino 3	97.902	252.417	1.502	0,39	65,18
	Trieste	121.537	236.556	746	0,51	162,92
	Venezia 1	211.848	207.145	1.879	1,02	112,75
	Genova 2	110.273	182.563	905	0,60	121,85

	Cremona 2	51.477	116.691	1.034	0,44	49,78
	Cremona 3	63.677	131.689	886	0,48	71,87
	Milano 3	245.222	531.019	2.086	0,46	117,56
	Milano 4	240.430	522.875	2.038	0,46	117,97
	Verona 2	150.699	374.307	2.783	0,40	54,15
	Bergamo 2	64.704	107.911	942	0,60	68,69
	Bergamo 3	84.925	192.869	956	0,44	88,83
	Brescia 1	56.134	139.034	894	0,40	62,79
	Como 1	106.271	233.749	1.371	0,45	77,51
	Monza e Brianza 2	227.879	496.335	2.027	0,45	112,4
TOT	18	2.198.259				

Un primo elemento di comprensione degli aspetti di successo e di difficoltà del sistema delle gare deriva quindi dall'analisi delle procedure che si sono concluse. Alla data del 30 settembre 2022 si trattava di soli sette Atem, per complessivi 2,1 milioni di Pdr. Per cominciare, è opportuno sottolineare l'eterogeneità degli Atem, sia dal punto di vista della morfologia, sia da quello della densità e delle dimensioni (finanziarie e operative).

La Tabella 3 fornisce alcune informazioni in merito alle gare e al loro esito.

Tabella 3. Esiti delle gare concluse con nuova gestione avviata e aggiudicate alla data del 30 settembre 2022

Atem	Numero partecipanti	Vincitore: Incumbent (I) o Non incumbent (N)	Δ Vir/ Rab [%]	Sconto prezziario [%]	Estensioni gratuite (m / cliente)	Estensioni gratuite disagiate (m / cliente)	Canone comuni [%]	TEE Aggiuntivi [%]
MI1	2	I	100	20	70	nd	10	20,00
TO2	1	I	10	5	15	30,00	2,50	0,77
BL	4	N	100	100	157	817,00	10,00	20,00
VDA	3	I	100	100	153	nd	10,00	20,00
UD2	2	I	100	30	M_{BD} 170 M_{AD} 100	nd	10,00	20,00
TO1	1	I	10	5	15	nd	3,69	0,52
NA1	2	N	100	100	1400	nd	10,00	20,00

Il campione delle gare concluse è ovviamente troppo ristretto per trarvi alcuna evidenza di natura econometrica. Tuttavia, l'analisi dei risultati delle singole gare permette di evidenziare alcune conclusioni, che in parte confermano le attese, in parte forniscono elementi utili a meglio comprendere le difficoltà e le opportunità e, dunque, a disegnare un meccanismo che sia efficace e non meramente formale.

Una prima evidenza che emerge dalle gare già svolte, per quanto sia ovviamente difficile generalizzare, è il forte vantaggio dell'*incumbent*. Su sette gare aggiudicate, il gestore uscente (o quello comunque maggioritario all'interno dell'Atem) ne ha vinte cinque, in due casi addirittura senza doversi confrontare con alcun contendente. Il vantaggio dell'uscente è presumibilmente – e forse inevitabilmente – legato a due aspetti: da un lato la migliore e più precisa conoscenza degli impianti. Ciò si traduce, per esempio, in una maggiore facilità nella predisposizione dei documenti di gara. Dall'altro lato, l'uscente si trova, dal punto di vista finanziario, in una condizione di breve termine *win-win*: se si aggiudica la gara continua a svolgere regolarmente le proprie attività (eventualmente estendendo la gestione ai comuni ricadenti nell'ambito non ancora controllati); in caso contrario riceve

dal subentrante l'indennizzo per il capitale non ancora pienamente recuperato. Viceversa, uno sfidante deve mettere a *budget* non solo i costi per preparare e sostenere la gara (e gli eventuali ricorsi), ma anche il capitale per il subentro.

Una seconda evidenza riguarda invece l'effetto della partecipazione sul risultato della gara. Nelle due gare in cui non si è presentato alcun contendente (Torino 1 e 2) i ribassi sono stati minimi: lo sconto sul prezzario in entrambi i casi è stato del 5 per cento (contro una media del 70 per cento nelle altre). Ciò anche considerando che in entrambi i casi il delta Vir-Rab era contenuto. Ma questo non può spiegare il differente contenuto dell'offerta economica riguardo agli altri parametri: le estensioni gratuite assommavano ad appena 15 m / cliente contro una media di circa 400; il canone per i comuni era di appena il 3 per cento contro una media del 10 per cento (il massimo consentito); i titoli di efficienza energetica aggiuntivi l'1 per cento contro il 20 per cento.

Una terza evidenza è relativa al fatto che, quando alla gara vi sono almeno due partecipanti, la concorrenza è vera e feroce. Anche qui è difficile generalizzare. Non è detto che, se ci trovassimo di fronte a decine di gare in contemporanea, l'appetito degli operatori sarebbe altrettanto elevato. Ma, sulla base del campione qui disponibile, si può dire che la componente economica è al centro delle offerte e che essa è fortemente influenzata anche dalle scelte che i *competitor* compiono in merito alle offerte tecniche. Quando essi percepiscono l'esigenza di fare offerte aggressive per aggiudicarsi la gara, non esitano a esaurire lo spazio a loro disposizione, per esempio offrendo agli enti locali i canoni più alti consentiti dalla normativa o proponendo scontistiche molto aggressive o, simmetricamente, assumendo impegni assai sfidanti (e la cui effettiva incidenza dovrà essere in seguito rilevata in corso di affidamento) in relazione agli investimenti non remunerati. È difficile, sulla base dei dati pubblici, stimare i tassi interni di rendimento conseguenti, ma difficilmente essi possono superare il 4-5 per cento.

Una quarta evidenza riguarda il contenzioso: non c'è gara che non sia arrivata all'aggiudicazione definitiva senza passare da un giudizio della magistratura. Fortunatamente le pronunce sono finora coerenti tra di loro e, anzi, hanno in parte contribuito a chiarire alcuni elementi controversi, indirizzando il quadro di riferimento verso una maggiore coerenza e conoscibilità.

Quelle che abbiamo chiamato evidenze sono, in realtà, deduzioni alla luce della teoria e degli esiti delle gare, oltre che delle informazioni pubbliche disponibili. Nella prossima sezione analizziamo le percezioni degli operatori, per comprendere se esse confermino o smentiscano queste tesi o se aggiungano elementi ulteriori di riflessione e approfondimento.

PARTE II. IL PUNTO DI VISTA DEGLI OPERATORI

Le gare gas: le opinioni degli operatori

Per testare le opinioni sviluppate nel corso dell'analisi della disciplina e della letteratura, si è sviluppato un questionario rivolto agli operatori. Il questionario indaga la percezione degli operatori relativamente al processo di gara con l'obiettivo di individuare quelli che sono percepiti come ostacoli, vantaggi, problemi o possibili soluzioni.

Sono stati contattati complessivamente venti operatori. Di questi, dieci hanno risposto positivamente alla richiesta e hanno accettato di rispondere alle domande del *team* dell'Istituto Bruno Leoni. Complessivamente, tali operatori rappresentano una quota di mercato pari al 60-70 per cento in termini di volumi di gas trasportati e al 65-75 per cento in termini di numero di pdr serviti. Dei rispondenti, quattro sono classificati come medio-grandi e sei come medio-piccoli.

Il questionario prevede domande a risposta chiusa – con la richiesta di indicare quanto una serie di elementi siano rilevanti rispetto alla prospettiva delle gare – con la possibilità per gli intervistati di formulare commenti o integrazioni. Il questionario, condotto in forma anonima, si articola in cinque sezioni:

- Analisi strategica e scelta delle gare a cui partecipare;
- Analisi operativa in relazione alla singola gara;
- Partecipazione alla gara “in difesa” (se *incumbent* nell'Atem);
- Partecipazione alla gara “in attacco” (se non *incumbent* nell'Atem);
- Esito e gestione post-gara.

All'interno di ciascuna di queste sezioni sono indicati diversi elementi, chiedendo ai rispondenti di valutarne l'importanza attribuendo un punteggio da 1 a 5. Il testo integrale del questionario è riportato nell'Appendice. I risultati analitici possono essere consultati nell'Allegato.

In questa sezione si cerca di evidenziare quali siano i punti di maggior consenso (e dissenso) tra gli operatori, in modo da arrivare a esprimere una valutazione complessiva sull'esperienza delle gare. È importante esplicitare alcune premesse. In primo luogo, la struttura del questionario riflette quella che, *ex ante*, era l'interpretazione dei problemi da parte degli autori dello studio. Nel corso delle interviste, è emerso chiaramente che alcuni aspetti che noi ritenevamo problematici non sono invece percepiti come tali dagli operatori, e viceversa. A questo scopo, è importante tenere conto anche non solo dei punteggi attribuiti dai partecipanti alle singole risposte, ma anche dei loro commenti a margine, che riportiamo (ove rilevanti) in forma anonima.

Secondariamente, le aziende contattate hanno risposto facendoci confrontare con figure professionali differenti, quali esperti di regolazione, responsabili della pianificazione o della gestione delle gare, o personale operativo. È possibile che alcune risposte risentano della particolare prospettiva che i singoli rispondenti hanno maturato sul tema. È stato particolarmente interessante il confronto con alcune aziende che ci hanno consentito di dialogare con più di una persona – in contemporanea o in momenti separati – in modo da poter apprezzare queste differenze e tenerne poi conto in sede di conclusione.

In terzo luogo, le aziende che hanno accettato di partecipare alla *survey* hanno dimensioni e caratteristiche molto diverse tra di loro: si va da aziende di grandi dimensioni, che hanno una presenza capillare in numerosi ambiti e una forte propensione a espandersi, ad altre di più piccole dimensioni, che sono fortemente radicate all'interno di uno specifico Atem. È chiaro che le risposte al questionario riflettono questo fatto, in particolare per quanto riguarda la propensione a sfruttare le gare per crescere in altri territori oppure per consolidarsi all'interno del territorio di riferimento. In ogni caso, diverse aziende – sia grandi sia piccole – hanno

sottolineato che le gare rappresentano solo uno degli strumenti a disposizione per perseguire una crescita dimensionale e catturare, ove rilevanti, le economie di scala o di scopo. Diversi hanno indicato una strategia di crescita esterna basata sulle acquisizioni come altrettanto importante e, anzi, hanno offerto quasi la sensazione che tale metodo di crescita possa esercitare una sorta di supplenza rispetto alla mancata celebrazione delle gare. È chiaro, peraltro, che questo può incidere sull'efficienza operativa delle aziende ma può avere effetti solo indiretti sulla dinamica tariffaria.

Da ultimo, le opinioni degli operatori si basano – come è inevitabile – sull'esperienza maturata attraverso la partecipazione a, o l'osservazione di, un numero ridotto di gare. Di conseguenza, alcuni atteggiamenti – sia difensivi sia offensivi – possono risentire dell'indeterminatezza riguardo ai tempi, alle modalità di svolgimento e agli esiti delle procedure che si sono svolte o che sono in corso di svolgimento. Ciò riflette un forte clima di incertezza, mitigato solo in parte dall'aspettativa che, con le nuove disposizioni introdotte con legge per la concorrenza 2021, approvata lo scorso mese di agosto, almeno alcuni ostacoli possano essere (parzialmente o del tutto) rimossi.⁵ Anche l'azione della magistratura amministrativa viene giudicata nel complesso in modo positivo: vi è la sensazione che, almeno in parte, abbia contribuito a chiarire e a definire le regole.

La pianificazione strategica

Gli operatori tendono a concordare su alcuni elementi. Per quanto riguarda la fase di pianificazione strategica, una larga maggioranza concorda che le determinanti fondamentali siano l'aspettativa di rendimento (sette su dieci attribuiscono un punteggio pari o superiore a 4 su un massimo di cinque), il piano di sviluppo o mantenimento della quota di mercato (dieci su dieci) e il numero di gare in contemporanea o in assoluto (sette su dieci), mentre la possibilità di espandersi in Atem limitrofi è generalmente considerata poco rilevante (otto attribuiscono un punteggio di 3 o inferiore) così come l'ipotesi di dismettere ambiti non più ritenuti convenienti appare poco influente (sette). In generale non vi sono particolari differenze nelle valutazioni delle imprese di diverse dimensioni.

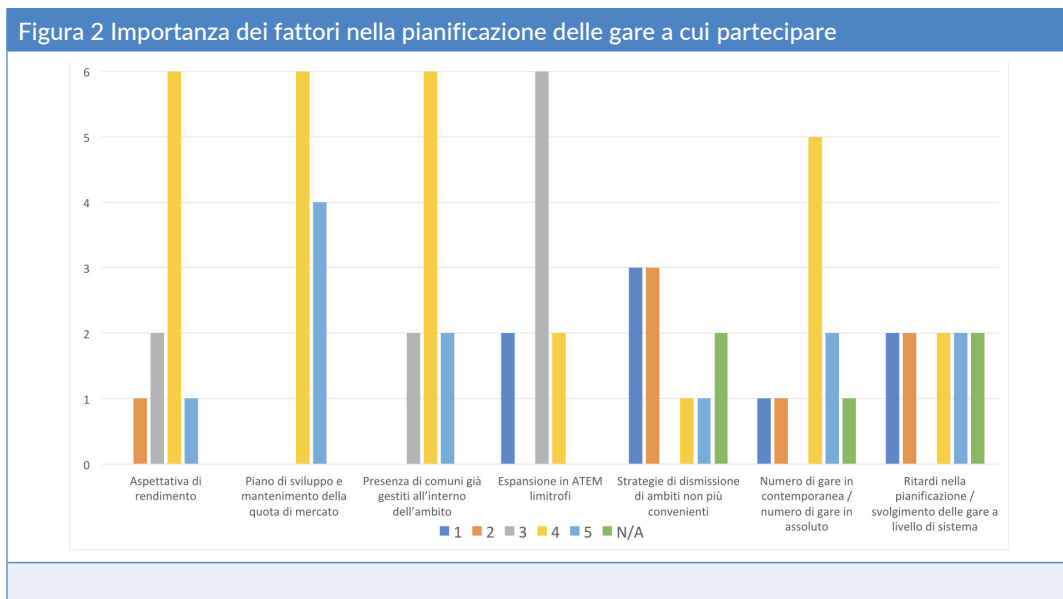
Solo in un caso, tra le risposte con un elevato livello di consenso, si avverte una divaricazione: le aziende medio-grandi sembrano non attribuire particolare importanza alla dismissione di ambiti non più convenienti, mentre due aziende medio-piccole assegnano un punteggio elevato a tale considerazione (rispettivamente, 4 e 5). Una ha commentato spiegando che “se si è già presenti in un certo numero di comuni all'interno dell'ambito possono esserci opportunità derivanti dalla maggiore conoscenza del territorio e da potenziali economie di scala. Se viceversa si è presenti solo in un numero limitato di comuni non c'è questo vantaggio ed è preferibile concentrarsi su altri territori”. Un'altra ha aggiunto che “è utile uscire da ambiti non interessanti pur potendo avere un costo iniziale perché aiuta a finanziare altre iniziative”. Una società medio-grande ha, in controtendenza, osservato che “la presenza in un Atem dà sicuramente un vantaggio in termini di conoscenza, ma – in caso di *litigation* con gli enti locali – può addirittura essere controproducente”.

L'altro elemento di differenziazione sta nell'importanza attribuita al numero di gare

⁵ Al momento in cui si sono svolte le interviste, la legge era ancora in corso di approvazione.

in contemporanea o in assoluto. Tutti i rispondenti considerano questo un elemento importante della pianificazione, ma le società medio-piccole tendono ad attribuirvi una rilevanza maggiore. Analogamente, e forse ancor più, è soprattutto tra queste ultime che si presta una forte attenzione al rischio di ritardi nella pianificazione e nello svolgimento delle gare. Diverse società medio piccole hanno sottolineato quanto incidano la “limitata capacità finanziaria e i vincoli alle risorse umane” che è possibile dedicare alla preparazione delle gare in quanto “c’è un limite fisiologico al numero di gare che riusciamo a seguire in contemporanea”. Un’altra ha aggiunto che “ciò che conta è soprattutto conoscere la cronologia *ex ante* in modo da potersi preparare”. Al contrario una società medio-grande ha commentato che “sarebbe preferibile se fossero ben scaglionate ma siamo organizzati da tempo per poterne sostenere diverse in contemporanea”. Un’altra società ha sottolineato che “il tema rilevante è soprattutto il numero di gare ‘interessanti’ in contemporanea, cioè quelle ‘in difesa’ o particolarmente attrattive dal punto di vista dell’attacco’. La contemporaneità in questo caso può creare problemi soprattutto per i piccoli e medi operatori”.

La Figura 2 riassume le risposte a questo primo blocco di domande.



L'analisi operativa

Il successivo tema affrontato durante il sondaggio riguarda l'analisi operativa. Dall'esame del sistema – e dunque la pianificazione delle gare a cui partecipare – ci si muove al livello di singola gara. Qui le posizioni degli operatori si fanno più sfumate, sebbene vi siano alcuni punti fermi.

In primo luogo, praticamente tutti attribuiscono estrema importanza alla messa a disposizione dei dati d'impianto relativi all'ambito (otto tra punteggi 4 e 5). Tuttavia, un operatore medio-grande dice che “il monitoraggio dei bandi già rilasciati non ha dato modo di cogliere carenze gravi o determinanti nelle informazioni fornite dalle stazioni appaltanti”. Un altro, sempre di dimensioni medio-grandi, ha aggiunto che “non conta solo che i dati siano messi a disposizione, ma che lo siano in formato fruibile: in alcuni casi è stata l'AGCM a indirizzare l'esigenza di rendere i documenti fruibili supplendo a una lacuna di disegno a livello formale-tecnico”.

Un altro ancora, medio-piccolo, ha notato che “più è precisa la documentazione, meno è discriminante la presenza *in loco*”.

C'è un discreto consenso anche sull'analisi della situazione dell'*incumbent*, sebbene almeno tre operatori attribuiscono un'importanza soltanto media a questo aspetto. Uno di essi dichiara che “i principali operatori sono noti. È più importante studiare l'Atem che l'*incumbent*”. Simmetricamente, gli operatori considerano abbastanza importante (anche se non decisivo) il numero di soggetti presenti all'interno dell'Atem ma non sono particolarmente preoccupati dai concorrenti. Un operatore medio-piccolo ha spiegato che “l'unico che va veramente studiato è l'*incumbent*, specialmente nei casi in cui ha un radicamento storico. I concorrenti, specie quelli di maggiori dimensioni, già li conosciamo”.

È interessante la diversa prospettiva sulla frammentazione delle gestioni uscenti. Lo stesso operatore medio-piccolo appena citato ha anche detto che “maggiore è la frammentazione, minore è la forza dell'uscente”. Lo stesso concetto è stato formulato da un operatore medio-grande, il quale ha però aggiunto che “in tal caso è molto più complessa la fase del subentro”.

Altro elemento su cui vi è una condivisione forte è l'importanza del livello e, soprattutto, della differenza tra Vir e Rab, perché da questo dipendono in ultima analisi il costo e la sostenibilità finanziaria della gara e, in caso di vittoria, le prospettive di redditività. Il livello di Vir e Rab è considerato maggiormente importante dalle imprese medio-piccole, mentre la differenza è ritenuta unanimemente prioritaria. Per la stessa ragione, la maggioranza degli operatori intervistati considera importante sia la presenza di investimenti privi di remunerazione tariffaria sia la presenza di investimenti con remunerazione incerta. In generale, comunque, la preoccupazione riguarda soprattutto i primi. Alcuni hanno dichiarato che i recenti interventi della giustizia amministrativa hanno contribuito a chiarire i problemi connessi alla presenza di investimenti con remunerazione incerta, anche se su questo tema non vi è consenso tra gli operatori. Un operatore medio-grande ha sottolineato che “talvolta vengono fatte richieste quasi impossibili o contrarie ai principi e alle tendenze che abbiamo adottato con la transizione ecologica. Non sempre esse sono davvero credibili”. Uno medio-piccolo ha notato che “la presenza di investimenti con remunerazione nulla è rilevante anche perché ha impatto sul valore finale”. A questo proposito, un soggetto medio-grande punta il dito contro “la mancanza di uno standard nell'analisi costi-benefici” la quale crea “alea eccessiva alla luce delle caratteristiche del settore e del ruolo della regolazione”.

Tutti dicono di ritenere cruciale il *budget* disponibile per l'investimento.

Gli operatori sono pure concordi nell'attribuire scarso peso a indicatori esterni al perimetro stretto del loro *business*: tutti ritengono poco o per nulla importante il rapporto tra numero dei dipendenti e pdr (in quanto comunque oggetto di regolazione); i dati economici territoriali (in quanto poco influenti sulla struttura dei costi e dei ricavi, anche se i medio-piccoli appaiono più attenti); e le morosità complessive rilevate, sia riferendo tale termine ai clienti finali (che non hanno rapporto diretto coi distributori), sia in relazione alle società di vendita utenti del servizio di distribuzione (che hanno generalmente livelli contenuti di inadempienza nel pagamento del servizio di distribuzione). Per quanto riguarda i dipendenti, un operatore medio-piccolo ha evidenziato che “più che il numero conta la qualità

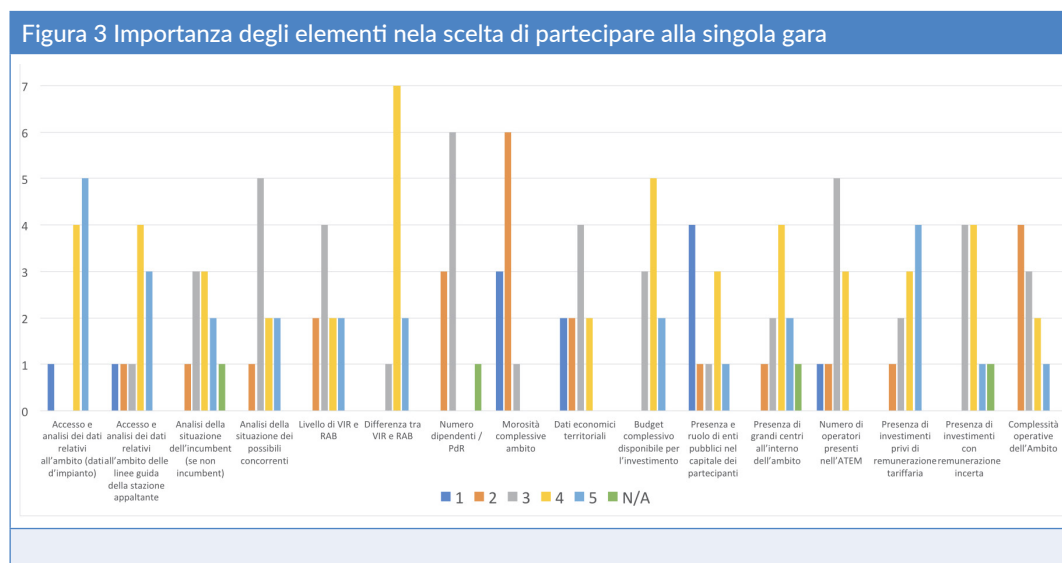
del capitale umano e il livello di specializzazione così come le mansioni e qualifiche dei dipendenti: dati generalmente non resi disponibili”, mentre un altro ha sottolineato che “può essere utile avere o sviluppare una buona relazione con le organizzazioni sindacali”. Le stesse considerazioni sono state espresse da altri, anche medio-grandi. Tutti, infine, manifestano confidenza riguardo alla propria capacità di gestire l’Atem, e pertanto non assegnano grande peso alle complessità operative. Ciò nonostante, gli operatori – specialmente i medio-piccoli – dicono di ritenere importante la presenza (o l’assenza) di grandi centri all’interno dell’Atem, dando la sensazione di una sorta di specializzazione nella gestione di ambiti urbani oppure più dispersi. Un soggetto medio-grande ha detto che tale tema è stato sottovalutato dalla regolazione, sebbene fosse emerso nel contesto del dibattito sulla *yardstick competition*. Tale operatore suggerisce quindi di “recuperare e ampliare questa riflessione, anche in relazione alle reti elettriche e di teleriscaldamento”.

Un tema su cui si osserva una divisione netta tra gli operatori è l’accesso alle informazioni relative alle linee guida della stazione appaltante: i soggetti medio-grandi appaiono confidenti nella capacità di gestire questo problema (a cui attribuiscono voti uguali o inferiori a 3), mentre i medio-piccoli sono più preoccupati (con punteggi uguali o superiori a 3). Un soggetto medio-grande ha spiegato che “le linee guida non sono mai del tutto soddisfacenti, quindi non ci aspettiamo che esse possano mai essere un elemento realmente determinante”. Un altro osserva che “i bandi più recenti sono notevolmente migliorati”. Un operatore medio-piccolo ha rimarcato che le linee guida dovrebbero essere coordinate con le esigenze del mercato, ormai decisamente cambiate per effetto della spinta verso la transizione ecologica.

Altri elementi di divisione si riscontrano nell’importanza attribuita all’eventuale presenza di soci pubblici nel capitale dei concorrenti, che sembra preoccupare soprattutto i medio-piccoli. Diversi operatori, di differenti dimensioni, hanno detto che non sempre la partecipazione pubblica rappresenta un vantaggio competitivo: anzi, “in alcuni casi – se c’è conflittualità nel rapporto o se la stazione appaltante vuole dimostrare di essere trasparente e ineccepibile – può addirittura diventare un elemento di svantaggio”. “La presenza di un socio pubblico – ha detto un altro soggetto medio-piccolo – si porta spesso dietro una forte influenza della politica, che rischia di generare problemi”.

Un ulteriore fattore che diversi operatori hanno sollevato riguarda le competenze delle stazioni appaltanti e la conoscenza non solo del settore della distribuzione gas, ma anche delle problematiche del territorio. Un operatore medio-grande ha osservato che “non conta solo la competenza dei commissari ma anche quella dell’ente locale e della stazione appaltante. È più facile che ci sia questa conoscenza negli ambiti caratterizzati dalla presenza storica di *utility* partecipate dagli enti locali. In caso contrario la gestione del rapporto concessorio e della stessa gara può essere più complessa”.

La Figura 3 riassume le risposte a questo blocco di domande.



La partecipazione alla gara

Il terzo e quarto blocco di domande – molto simili tra di loro – vertono sulla partecipazione alla gara. Abbiamo chiesto agli operatori di rispondere sia da *incumbent* (ove possibile), sia da non *incumbent*. L'intenzione era di catturare quegli elementi da cui può derivare il vantaggio del gestore uscente e, simmetricamente, ciò che gli "sfidanti" percepiscono come fattore di forza o di debolezza.

Un elemento distintivo che abbiamo approfondito con gli *incumbent* è se vi siano o no delle economie di scopo nella preparazione della documentazione di gara. La risposta è generalmente positiva, sebbene da parte delle imprese medio-piccole sia giunto un sì più convinto.

In generale, quando si trovano nella condizione di *incumbent*, le imprese medio-piccole danno più peso ad aspetti quali la capacità di interlocuzione diretta con la stazione appaltante, la chiarezza delle risposte ricevute e la garanzia di tempistiche adeguate per presentare l'offerta. Anche le società medio-grandi attribuiscono un certo rilievo a questi temi, ma sembrano maggiormente confidenti nella propria capacità di affrontare la gara a prescindere dalle condizioni specifiche. Diverso è l'approccio degli sfidanti. Qui le differenze tra medio-grandi e medio-piccole si sfumano: tutti attribuiscono estrema importanza alla disponibilità di documentazione di dettaglio, alla chiarezza delle risposte, alla capacità di interlocuzione diretta con la stazione appaltante e alla completezza del set documentale. Un operatore medio-grande dice comunque che "spesso le risposte non sono chiare. È qualcosa con cui bisogna imparare a convivere". Come già sottolineato, diversi operatori hanno sottolineato l'esigenza che la documentazione sia messa a disposizione in formato facilmente fruibile (per esempio la cartografia digitale) e che sia aggiornata.

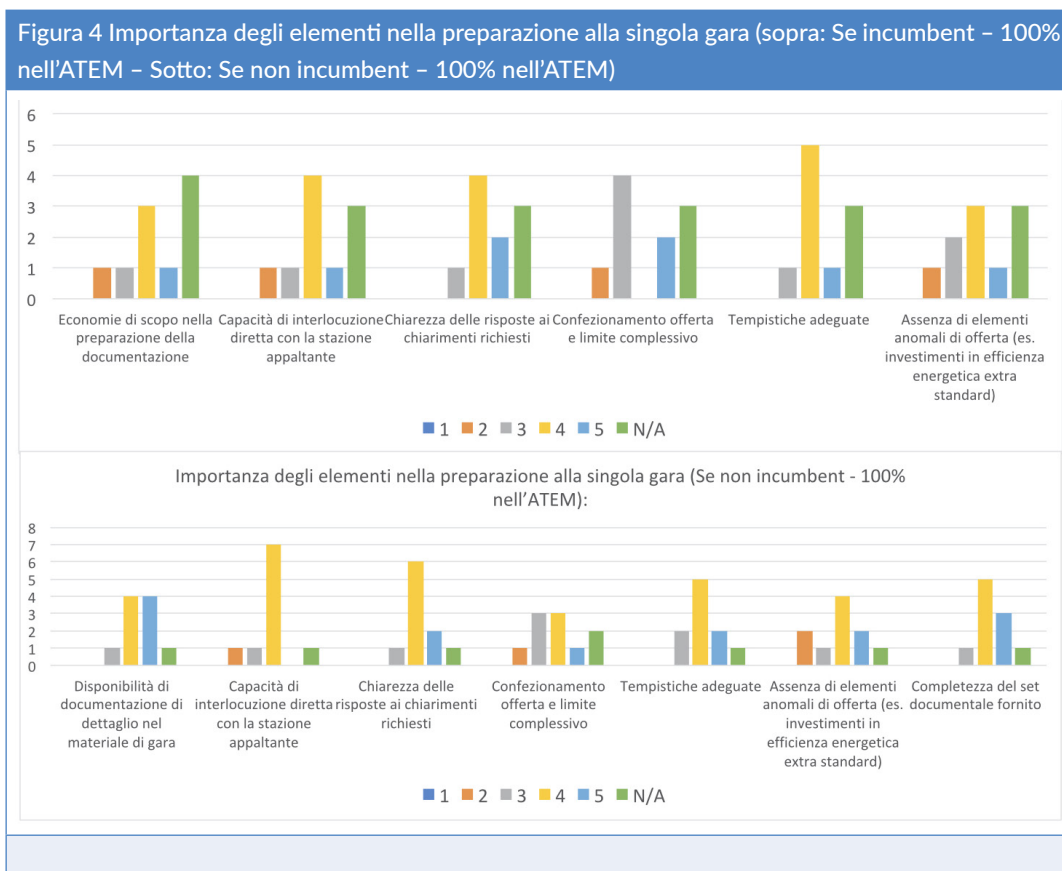
Per quanto riguarda il dialogo con la stazione appaltante, un operatore medio-piccolo ha sottolineato che "in generale un rapporto continuativo può essere utile ma, in caso di conflitti pregressi, può rivelarsi addirittura un handicap". Anche un soggetto medio-grande ha parlato di "arma a doppio taglio" a tal proposito. Un

altro operatore medio-piccolo ha ampliato il discorso: “il dialogo con la stazione appaltante è importante ma rappresenta solo un elemento di un puzzle più ampio. Per esempio a volte occorre capire chi sono e come ragionano i consulenti di cui si avvale la stazione appaltante”. Un soggetto medio-grande ha confermato che “molto spesso le stazioni appaltanti ricorrono a supporto esterno ma non sempre hanno adeguata capacità di indirizzo. Quindi può diventare importante avere interlocuzioni dirette per maturare la capacità di comprendersi a vicenda. Forse può essere utile individuare un interlocutore unico e prevedere forme di condivisione con tutti i partecipanti delle risposte fornite a ciascuno”.

Sembrano esserci poche differenze, sia tra *incumbent* e non *incumbent* sia tra grandi e piccoli, se si guarda a due altre questioni: il confezionamento dell’offerta e l’assenza di elementi anomali di offerta, quali per esempio la richiesta di investimenti in efficienza energetica extra standard. Anche in questo caso, comunque, si nota una maggiore cautela da parte delle società di minori dimensioni.

Se ne deduce un aspetto assai rilevante: sebbene le società medio-grandi abbiano maggiori risorse umane e finanziarie per affrontare la gara, anch’esse – quando non hanno alle spalle una presenza storica e una conoscenza diretta del territorio – percepiscono le gare come un passaggio complesso e non scontato. Di conseguenza, hanno bisogno di informazioni precise, risposte chiare e tempistiche adeguate. Un tema, questo, che richiede estrema attenzione, specialmente se visto in parallelo al possibile aumento del numero di gare in parallelo negli anni a venire. La faccenda delle tempistiche, in particolare, è stata sottolineata da molti. Un operatore medio-grande ha commentato che “più le gare si sovrappongono, più aumenta il rischio di risposte non chiare, quindi diventa cruciale avere tempo sufficiente per approfondire”. Inoltre, ha proseguito, “soprattutto negli Atem in cui si partecipa da sfidante occorre sviluppare una strategia di gara che richiede tempo”. Un altro ha evidenziato che “le tempistiche non vengono quasi mai rispettate, e questo rischia di diventare un tema critico all’aumentare del numero di gare”. Ciò è particolarmente rilevante alla luce degli inevitabili sviluppi delle gare man mano che recepiranno gli input della transizione ecologica “e quindi richiederanno tipologie di investimenti più complessi da progettare e da valutare”. Analogamente, ha detto un altro, “le linee guida sono superate quindi nei fatti contano le informazioni che arriveranno a partire dalla lettera di invito: i tempi per predisporre la documentazione devono essere congrui con tale realtà”. Un altro operatore medio-piccolo ha enfatizzato quest’ultimo punto: “servirebbero meccanismi di calcolo standardizzati per rendere le tempistiche credibili e compatibili con lo sforzo che si chiede ai concorrenti. Ciò può richiedere interventi di carattere normativo o regolatorio”.

La Figura 4 riassume le risposte a questo blocco di domande.



La gestione post-gara

Infine, abbiamo chiesto agli operatori quanto ritengono rilevanti – nella partecipazione alle gare – i rischi di ricorsi post-aggiudicazione. La domanda era posta in modo neutrale rispetto all'esito della gara, riferendosi dunque tanto al rischio di dover resistere ai ricorsi (se aggiudicatari) quanto all'opportunità di impugnare le decisioni della stazione appaltante (in caso contrario). E, dunque, l'obiettivo era quello di comprendere quanto gli operatori siano confidenti della robustezza delle proprie offerte presentate in sede concorsuale.

Di fronte a questa domanda, si osserva una divergenza netta tra le imprese medio-piccole e quelle medio-grandi: le une considerano determinante il tema dei ricorsi (con punteggi tutti superiori a 3), le altre lo vedono come un elemento di cui tenere conto ma certo non tra i fondamentali (punteggi tutti inferiori a 3). Sarebbe, però, sbagliato dedurre una diversa valutazione nel merito: tutti gli intervistati, infatti, hanno dichiarato di considerare il ricorso alla stregua di una "parte integrante della gara", come ha notato qualcuno. La differenza nel peso che gli viene attribuito dipende quindi dalla diversa prospettiva: i soggetti che partecipano simultaneamente a più gare scontano il rischio (sia *upside* sia *downside*) dei ricorsi al pari delle altre voci di rischio di cui tenere conto in sede di gara. Viceversa, i soggetti più piccoli – per i quali, come ha detto un operatore di piccole dimensioni, "parteciperemo a una sola gara e per noi sarà la partita della vita" – è evidente che l'esito dell'eventuale ricorso può avere un impatto determinante sulla continuità aziendale. Ergo, la diversa valutazione non è, per così dire, oggettiva, ma è legata

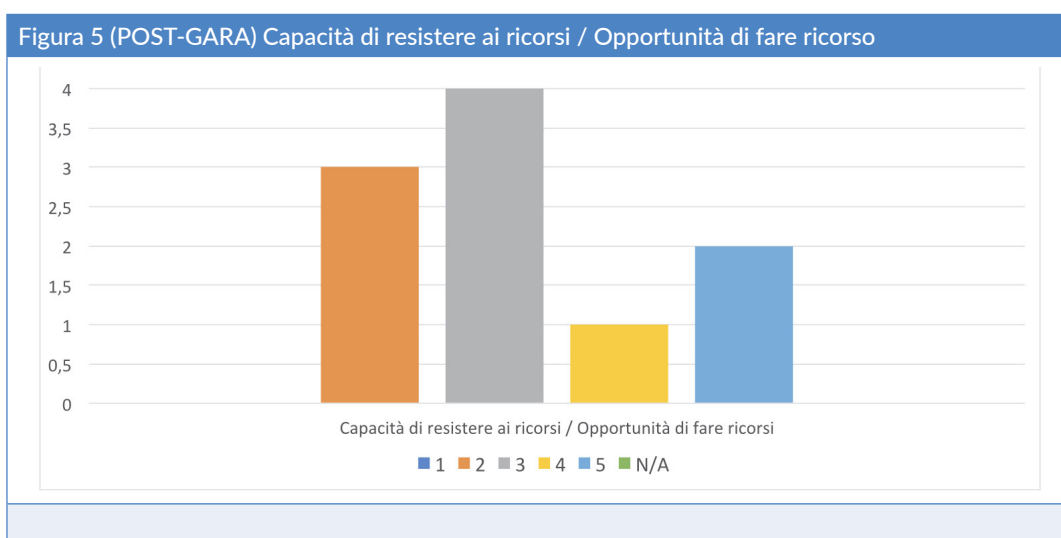
a elementi soggettivi connaturati all'importanza della singola gara nell'ambito della strategia complessiva.

Per corroborare questa interpretazione riportiamo alcune considerazioni che sono state svolte dagli operatori interpellati. Un soggetto medio-grande ha riconosciuto che "il tema dei ricorsi va pensato, messo a *budget*, costruito, ecc. Ma per arrivare dove? A volte taluni ricorsi fanno clamore, ma nel complesso hanno esiti abbastanza coerenti. Più che dei ricorsi post-aggiudicazione, mi preoccuperei del possibile contraddittorio coi comuni, per esempio in relazione alla definizione dei valori del Vir". Un altro, sempre di medio-grandi dimensioni, ha notato che "non conta solo il numero dei ricorsi ma soprattutto la durata del contenzioso, che può essere molto eterogenea: si va da meno di due anni a Napoli ai quasi cinque di Milano e Belluno".

Un operatore medio-piccolo ha detto che "tutte le gare finiscono col contenzioso. Le proposte devono essere pensate non solo per vincere la gara, ma anche per resistere alla *litigation* successiva. Questo anche perché dobbiamo riconoscere che il bando perfetto non esiste e non può esistere, e qualunque valutazione della commissione ha margini di arbitrarietà". I ricorsi, ha proseguito, spesso dipendono da errori più o meno rilevanti: "per questo in sede di presentazione dell'offerta è necessario controllare nel dettaglio ogni aspetto. È soprattutto in questo che si vede l'esigenza di 'incorporare' il rischio ricorso fin da subito". Un altro soggetto ha detto chiaramente che "se non sei attrezzato per il contenzioso allora è meglio non partecipare alla gara".

Diversi operatori hanno sottolineato che il tema del ricorso ha una diversa rilevanza per un *incumbent*, che si gioca la permanenza nell'Atem, rispetto a un *competitor* che invece spera di poter "scalare" un ambito del quale non ha ancora il controllo.

La Figura 5 riassume le risposte a questo blocco di domande.



Sintesi

In sintesi, l'indagine svolta con gli operatori consente di mettere a fuoco alcuni aspetti relativi alla pianificazione, analisi operativa, partecipazione e gestione della gara.

In primo luogo, l'aspettativa di rendimento è considerata rilevante ma non l'unica componente determinante; tutti, del resto, si aspettano tassi interni di rendimento relativamente contenuti. Questo dipende anche dal fatto che, almeno in questa prima fase, gli operatori hanno un forte appetito di consolidamento e sembrano dunque disposti a entrare nelle gare con offerte aggressive. Ciò trova conferma nella pur limitata evidenza delle gare concluse, dove è sufficiente la presenza di due concorrenti per spingere la componente economica delle offerte verso i suoi limiti.

Tutti gli operatori hanno enfatizzato l'importanza degli elementi economico-finanziari della gara, quali – su tutti – il livello e la differenza tra Vir e Rab. Essi definiscono la dimensione dell'impegno e quindi rappresentano una soglia determinante. Meno importanti, ai fini della partecipazione, sono le complessità operative degli ambiti: al netto della presenza o meno di grandi centri, che può spingere operatori maggiormente focalizzati su specifiche tipologie d'impianto a prediligere o escludere la partecipazione, tutti ritengono di poter gestire le reti ("altrimenti non ha senso partecipare e comunque sarebbe difficile vincere", ha detto un operatore).

Proprio la natura sfidante della competizione rende alcuni elementi particolarmente delicati, soprattutto a detta degli operatori medio-piccoli. Tra questi appaiono determinanti la possibilità di una corretta pianificazione delle gare – e dunque la pubblicazione e il rispetto di un calendario ragionevole – e l'accesso a informazioni dettagliate e risposte puntuali (e chiare) ai chiarimenti richiesti. Non conta solo la disponibilità di documentazione di dettaglio ma anche il modo in cui essa viene fornita: diversi hanno citato la necessità di ottenere cartografie e dati in formato digitale, quindi fruibile e utilizzabile con maggiore facilità e minore onerosità.

La richiesta di tempistiche adeguate a formulare l'offerta è strettamente connessa alla qualità, quantità ed esaustività della documentazione fornita. Sebbene tutti siano concordi nel riconoscere che il gestore uscente ha un vantaggio implicito non solo finanziario ma anche di conoscenza degli impianti, quanto più il materiale è completo, tanto più questo vantaggio si riduce a una dimensione fisiologica e accettabile. Inoltre, la complessità degli impianti presuppone tempistiche adeguate per formulare le offerte.

Gli operatori lamentano, poi, tre aspetti relativi al disegno dei bandi di gara. Uno riguarda la presenza di richieste più o meno chiare di interventi non strettamente connessi all'esercizio e allo sviluppo delle reti e possibilmente privi di remunerazione tariffaria: è infatti su questi elementi che spesso si gioca l'esito della gara, ma ciò significa anche che le componenti dell'offerta tecniche, di qualità e sicurezza, e relative al piano di sviluppo *de facto finiscono per scaricarsi su quella economica, che deve riflettere la coerenza tra i progetti proposti (inclusi i piani di sviluppo e gli interventi sulla sicurezza) e il vincolo dei ricavi, su cui è inevitabile incidere al ribasso.* Un secondo tema riguarda il disegno stesso della gara, fortemente sbilanciato su obiettivi di sviluppo della rete oggi non più realistici (e parzialmente contraddittori con l'orientamento generale verso la transizione ecologica) e su obiettivi di innovazione tecnologica che appaiono o superati, o fumosi. Infine, è fortemente avvertita la carenza di metodologie standardizzate (e quindi oggettive, per quanto criticabili) per la valutazione degli investimenti.

Da ultimo, tutti gli operatori vedono il contenzioso post-gara come un elemento

della competizione a tutti gli effetti. Ciò sembra segnare un aspetto forse patologico del nostro paese, che trova un chiarimento solo parziale nella relativa coerenza tra le pronunce della giustizia amministrativa.

PARTE III. COME SI CAMBIA

Premessa

L'analisi svolta nelle sezioni precedenti, relativa agli esiti delle gare concluse e alle percezioni degli operatori, aiuta a mettere a fuoco alcuni problemi dell'attuale disegno e struttura di mercato. Tali problemi sono, in parte, legati alle modalità di svolgimento delle gare e presuppongono quindi interventi di aggiustamento finalizzati a rimuovere gli ostacoli esistenti. Le norme contenute all'interno della legge per la concorrenza 2021 rispondono, in qualche misura, a questi problemi, sebbene la loro efficacia potrà essere valutata solo in base agli effetti che saranno in grado di produrre e l'esito effettivo dipenderà molto anche dal coraggio con cui saranno predisposti i relativi provvedimenti attuativi. Le bozze di DM circolate nei primi mesi del 2023 sembrano complessivamente andare nella direzione giusta e rispondere ad almeno alcune delle criticità emerse nell'analisi.

Altri problemi nascono, invece, dalla concezione stessa e dagli obiettivi delle gare (e della regolazione), i quali risentono del clima e delle aspettative del momento in cui l'attuale disciplina è maturata, cioè i primi anni Duemila. L'idea di fondo era che le gare e la regolazione tariffaria dovessero anzitutto stimolare un aumento degli investimenti e, contemporaneamente, inserire adeguati presidi a tutela dell'economicità delle gestioni. La prospettiva era quella di una crescita dei volumi di gas trasportati, che dunque presupponeva il potenziamento delle infrastrutture dove esse erano storicamente presenti e la copertura dei territori che ne erano sprovvisti. In questi vent'anni, molti comuni sono stati metanizzati e numerosi clienti sono stati raggiunti. Ma l'evoluzione tecnologica e la decisa sterzata politica nel senso della transizione ecologica hanno cambiato le coordinate. Adesso nessuno si aspetta un incremento dei volumi di gas tradizionale; anzi, non solo una riduzione è attesa, ma rappresenta anche un obiettivo della *policy* (o comunque è conseguenza necessaria degli obiettivi di *policy*), anche per effetto della sostituzione del metano fossile con green gas. Di conseguenza, prima ancora di interrogarsi su come migliorare l'efficienza gestionale dei distributori, è necessario interrogarsi su quali siano i *fini* della gestione e, di conseguenza, quali *mezzi* essa debba perseguire o utilizzare.

In questa sezione conclusiva, cerchiamo dunque di mettere a fuoco alcuni possibili interventi, con l'ambizione sia di definire possibili semplificazioni che facilitino la celebrazione delle gare e incoraggino la partecipazione, sia di stabilire cambiamenti più radicali per tenere conto del mutato contesto. Tra queste due finalità c'è un *trade off*: la volontà di velocizzare le gare è incompatibile con l'ambizione di ripensarne gli obiettivi. Tuttavia, restano vere entrambe le seguenti affermazioni: una gara imperfetta è meglio di nessuna gara; nessuna riforma sarà mai in grado di catturare ogni cambiamento. Il fatto è che il numero di gare ancora da svolgere è abbastanza ampio da lasciare spazio a diversi interventi di aggiustamento (fermi restando, ovviamente, gli esiti delle gare già celebrate e lo svolgimento di quelle in corso). Esattamente come le ipotesi qui contenute (e altre semplificazioni che sono state o sono in procinto di essere introdotte) nascono dall'esperienza, altri accor-

gimenti diventeranno più chiari man mano che passerà il tempo. Quindi la logica dovrebbe essere quella di svolgere le gare il più rapidamente possibile, definendo e rispettando una cronologia sostenibile, e aggiustare gradualmente il disegno delle competizioni, sia con misure di *fine tuning*, sia con misure più strutturali.

Questa sezione si articola in tre paragrafi. Il primo propone alcuni cambiamenti da apportare “dentro la gara”, a partire da quanto è stato previsto nella legge annuale sulla concorrenza 2021, approvata ad agosto 2022. La logica è di restare all’interno del paradigma corrente, agendo dunque sugli ostacoli che si sono manifestati e che potrebbero essere rimossi. È importante non sottovalutare la portata di questi interventi: per quanto il disegno delle gare possa essere allineato agli obiettivi della transizione, se non si introducono adeguati incentivi per tutti gli agenti coinvolti (dai comuni agli operatori fino ai soggetti a vario titolo chiamati in causa nella regolazione e monitoraggio) le gare non si svolgeranno mai e le poche che lo faranno non potranno mai produrre alcuno dei benefici a esse affidati. Per la medesima ragione, è necessario chiarire alcuni snodi particolarmente importanti (come, per esempio, le modalità secondo cui considerare ex ante, in modo univoco per tutti i partecipanti, le analisi costi-benefici svolte dalla stazione appaltante a corredo degli investimenti da inserire nel piano di sviluppo)

Creare le condizioni perché le gare possano svolgersi è funzionale anche a un più ampio ridisegno delle gare stesse, non tanto negli aspetti procedurali, quanto in quelli sostanziali: nella funzione obiettivo che tale strumento dovrebbe essere utile a massimizzare. È qui che si innesta il secondo paragrafo, il quale guarda invece ai cambiamenti “fuori dalla gara”, cioè nel disegno del mercato. Logicamente le considerazioni che verranno svolte hanno a che fare non con gli aspetti formali o procedurali della gara, ma col suo contenuto sostanziale: per esempio, la definizione dei criteri legati al piano di sviluppo della rete e all’innovazione tecnologica. Se, per taluni aspetti, è necessario introdurre elementi di maggiore flessibilità, per riflettere l’esigenza di accompagnare la trasformazione del mercato gas verso la decarbonizzazione dell’economia, per altri è invece indispensabile chiarire alcuni elementi alla base di quanto oggetto di offerta in gara, quali le modalità secondo cui considerare ex ante (e in modo univoco per tutti i partecipanti), le analisi costi benefici (ACB) sviluppate dalla stazione appaltante a supporto degli investimenti previsti nel piano di sviluppo, e individuare gli aspetti di innovazione tecnologica da considerare quali elementi oggetto di offerta. In proposito, più che rincorrere alcune soluzioni che non sono ancora mature nell’attuale contesto, come quelle relative all’immissione di idrogeno verde nelle reti,⁶ occorrerebbe valutare aspetti correlati all’innovazione più concretamente misurabili in maniera semplice e soprattutto raffrontabile tra operatori. Solo per fare qualche esempio, potrebbero essere non tanto l’installazione di smart meter gas, visto l’ormai intervenuto raggiungimento dei target per effetto della regolazione stessa, quanto eventuali miglioramenti in termini di performance/tassi di successo della telelettura effettuata tramite gli stessi misuratori; oppure livelli migliorativi rispetto a quelli stabiliti dalla recente regolazione introdotta riguardo la gestione del delta in-out sulle reti di distribuzione. In sostanza: spostare il criterio dell’innovazione tecnologica dall’in-

⁶ Trattandosi di soluzioni ancora nell’ambito della sperimentazione, introdurre la rilevanza ai fini della gara – e quindi della sua aggiudicazione – potrebbe peraltro limitarne sensibilmente la spinta alla loro condivisione.

dividuazione puntuale di specifici interventi (secondo una casistica on/off) alla definizione di obiettivi prestazionali superiori a quanto strettamente previsto dalla regolazione (ove esistente).

Infine, nella parte conclusiva si cercherà di guardare oltre, cioè agli sviluppi di lungo termine che interrogano il senso stesso dell'investimento nelle infrastrutture per la distribuzione del gas. La domanda è quasi esistenziale: assumendo che si svolgano tutte le gare e che gli ambiti siano assegnati per i successivi dodici anni, ha senso pensare a ulteriori procedure per l'affidamento delle reti al termine di tale periodo? O si tratterà in gran parte di *stranded asset* che avranno raggiunto la fine della loro vita economica se non tecnica? E, quindi, *a fortiori*, il periodo che abbiamo davanti va pensato come una fase di investimento e trasformazione oppure di declino? Le prime gare saranno anche le ultime? È presto per dare la risposta. Tuttavia, si possono individuare alcune grandi direttrici legate alla transizione e all'innovazione tecnologica. Se da un lato la domanda aggregata di gas naturale è destinata a calare, può crescere quella di gas a basse emissioni e *green gas*. E ciò è tanto più vero quanto più progredirà il percorso per l'installazione di una massiccia capacità di generazione rinnovabile, la quale sarà caratterizzata dall'avvicinarsi di momenti di extraproduzione (che imporranno di accumulare energia, per esempio attraverso la produzione di idrogeno verde) e altri di sottoproduzione (durante le quali l'energia andrà restituita). In questa volatilità del saldo tra domanda e offerta in tempo reale si cela una possibile opportunità per le reti gas: infatti una possibile conseguenza di questo processo è la maggiore fungibilità di reti, tecnologie e fonti energetiche rispetto agli usi finali. Due filiere finora distinte (la produzione e il consumo di energia elettrica e la produzione e il consumo di gas) finiranno per convergere. E questo obbliga a guardare al futuro delle reti gas, se non in modo congiunto, quanto meno in modo coordinato con la progressiva evoluzione delle reti per la distribuzione dell'energia elettrica, così come a valutare l'utilità e gli strumenti per una pianificazione, sviluppo e gestione congiunta delle infrastrutture in condizione di monopolio naturale.

Come si cambia (per non morire): togliere le barriere alle gare

Un operatore medio-grande, nel contesto della *survey*, ha osservato che “i ritardi nelle gare sono dovuti al fatto che abbiamo trascurato la complessità del settore. L'onere di analizzare le singole concessioni rilasciate in epoche stratificate nel tempo e concordare con gli enti non solo sul Vir ma in alcuni casi addirittura sul titolo proprietario era stato sottostimato. Qui non c'è un colpevole se non l'idea che si potesse andare speditamente”. A ventidue anni dal decreto Letta, si può tuttavia prendere atto che la complessità è oggi riconosciuta. Restano numerosi ostacoli attinenti all'*iter* delle gare, che riguardano tanto gli incentivi dei diversi soggetti coinvolti (a partire dagli enti locali) quanto le modalità di raccolta dei dati, presentazione e valutazione delle offerte, e gestione della fase di subentro. In molti casi è possibile e opportuno intervenire – e in alcuni almeno sembra che le cose si stiano finalmente muovendo.

Per esempio, la legge sulla concorrenza 2021 recentemente approvata ha posto la parola fine all'asimmetria sui valori di rimborso per gli enti pubblici: proprio tale condizione ha rappresentato un rilevante freno alla celebrazione delle gare, quanto meno nei casi di enti locali proprietari di reti o di loro parti. Analogamente, sono

state ulteriormente ampliate le maglie nel caso di scostamenti tra Vir e Rab, in modo da sveltire le operazioni dell'Arera e soprattutto deflazionare il relativo contenzioso. Questo dovrebbe contemporaneamente accelerare l'asseveramento dei dati ed eliminare un potente disincentivo per i comuni, creando anzi un incentivo in senso opposto. Non solo: le disposizioni contenute nella legge sulla concorrenza 2021 chiariscono la tipologia di informazioni che il gestore uscente è tenuto a fornire all'ente locale e confermano la facoltà per l'ente locale stesso di imporre una sanzione (con entità fino all'1 per cento del fatturato in caso di inadempienza). Si tratta certo di importanti passi avanti rispetto a barriere che, come abbiamo visto, gli operatori hanno unanimemente identificato come assai rilevanti rispetto alle modalità di svolgimento della gara.

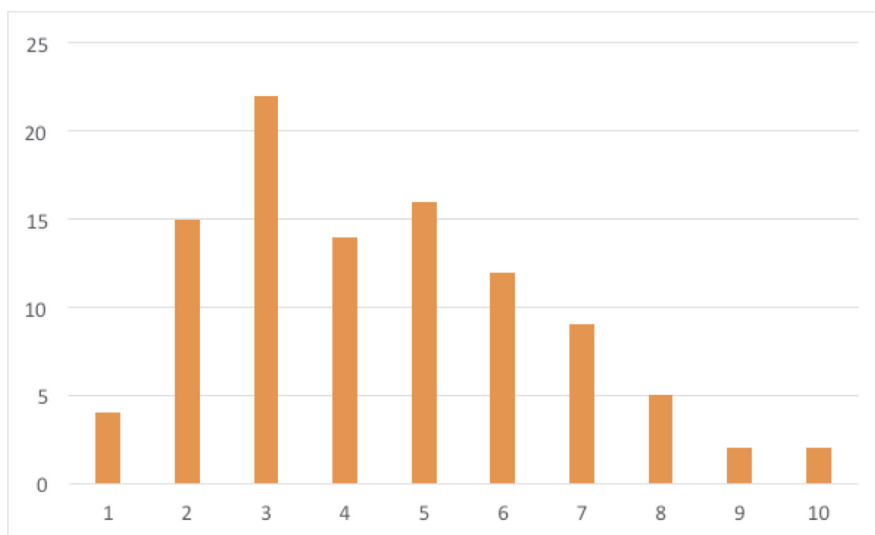
Tali disposizioni possono contribuire a eliminare alcuni ostacoli che per anni – cioè almeno dalla costituzione dei 177 (poi 172) Atem, ma in realtà da prima – hanno comportato una sorta di resistenza passiva da parte degli enti locali e, forse, anche di alcuni gestori uscenti, specie di piccolissime dimensioni. Bandire le gare è un passo necessario. Ma non è sufficiente: come abbiamo visto nella Parte I dello studio gli effetti benefici delle gare, quanto meno in termini di impatto sui costi per il sistema e di maggiori investimenti e non solo di maggiore trasparenza, derivano dal livello di partecipazione alle gare.

A questo proposito c'è molto che si può fare. Un elemento che molti hanno sollevato è la criticità determinata dalla richiesta di investimenti non remunerati o con remunerazione incerta. Parimenti costituiscono elemento di preoccupazione gli elementi anomali di offerta (quali gli investimenti in efficienza energetica extra rispetto allo standard previsto nel bando e disciplinare di gara tipo). E, in generale, destano perplessità le richieste previste nei piani di sviluppo delle reti le quali hanno un profilo dubbio nella logica della regolazione. Questo dipende anche dal fatto che le metodologie per le analisi costi-benefici, a cui sono assoggettate le proposte di sviluppo, potenziamento o mantenimento in efficienza delle reti, non sono né trasparenti né condivise. Ciò è in parte inevitabile: tanto più in un contesto mutevole e incerto come quello nel quale ci troviamo. Eppure, criteri imperfetti ma trasparenti sono probabilmente preferibili a una oscura perfezione. La questione non è certo nuova. Negli anni si sono succeduti svariati tentativi di cristallizzare una metodologia. Per esempio un gruppo di lavoro dell'Anci ha prodotto una proposta piuttosto avanzata e articolata (Anci, 2020). È importante adottare, per diritto o per prassi, criteri comuni in modo da limitare le possibili occasioni di discrezionalità e, quindi, di contenzioso; riducendo pertanto l'incertezza e creando condizioni più attrattive per la partecipazione alle gare. Se ciò risulta troppo complicato, visto che la gestione dell'interpretazione delle ACB non può essere demandata alle singole imprese partecipanti, con approcci e risultati evidentemente anche molto diversi, sarebbe meglio, nel frattempo, specificare condizioni univoche di validità o meno – ex ante – delle ACB svolte dalle stazioni appaltanti, quale riferimento per la redazione del piano economico-finanziario da allegare all'offerta (riferimento uguale per tutti, senza possibili diversi effetti o incertezze, onde consentirne la comparabilità tra tutti i concorrenti ; si veda anche Beccarello e Di Foggia, 2023).

Diversi operatori, soprattutto medio-piccoli, hanno enfatizzato le difficoltà relative al subentro, soprattutto nel caso di ambiti molto frammentati. Uno ha sottolineato: "la tempistica per effettuare la riconsegna e presa in carico degli impianti è

complessa e a volte estremamente sfidante”. Un secondo: “nel contratto standard la presa in carico avviene in uno-due mesi, cosa pressoché impossibile soprattutto se nell’ambito sono presenti molti gestori (Figura 6). A questo si aggiungono le difficoltà relative alla capacità di intervento immediato in situazioni di emergenza”.

Figura 6. Percentuale di Atem per numero di distributori



Fonte: Arera

Un terzo: “il set informativo messo a disposizione dal gestore uscente dovrebbe essere integrato in modo tale da rendere possibile e rapido il subentro in caso di vittoria”. L’enfasi messa nel dibattito pubblico e di settore sulla fase della gara ha causato, tra l’altro, una sottovalutazione dei problemi connessi al passaggio della gestione operativa degli Ambiti, una volta stabilito chi debba occuparsene. E se per ora questo non ha causato rilevanti problemi è forse anche perché il numero di passaggi di mano è limitato, in quanto poche gare si sono svolte e perlopiù vinte dall’*incumbent*. In vista di una nuova stagione (auspicabilmente) di competizioni per il controllo degli ambiti e quindi di più frequenti avvicendamenti tra gestori, è doveroso porsi seriamente il problema. Perfino se le selezioni continuassero a essere vinte dagli *incumbent*, la questione, seppure in forma meno clamorosa, si porrebbe: essi dovrebbero infatti rilevare le attività, i dipendenti e i problemi dei soggetti più piccoli ancora responsabili di porzioni di rete. La definizione *ex ante* di un set informativo adeguato e di precise regole di ingaggio può aiutare il passaggio di consegne. Ma soprattutto è importante calibrare i tempi con le situazioni concrete, specie negli ambiti operativamente più complessi e caratterizzati da un maggiore frazionamento dei soggetti gestori.

Infine, più aumenta il numero di gare in parallelo, più si renderà critica la fase di selezione dei commissari. Si tratta di un tema spesso sottovalutato ma cruciale che, in realtà, investe anche le competenze delle stazioni appaltanti e la chiarezza nelle informazioni che esse forniscono (“non sempre si capisce cosa vogliono realmente”, ha commentato un operatore). Da questo punto di vista sarebbe probabilmente opportuno muoversi su due binari paralleli. Da un lato, costituire un elenco dei possibili commissari, non contingentato numericamente ma subordinato al possesso di competenze specifiche, all’interno del quale le stazioni appaltanti possano individuare possibili candidati. L’elenco dovrebbe contenere competenze multid-

sciplinari – e magari essere addirittura organizzato per aree disciplinari – perché la valutazione delle offerte richiede un patrimonio di conoscenze non solo legate allo specifico settore e alla sua potenziale evoluzione, ma anche legali, aziendalistiche e gestionali, tecnico-ingegneristiche e in materia di innovazione digitale.

Dall'altro lato, al fabbisogno di competenze si può sopperire non solo chiedendole al mercato, ma anche formandole gradualmente nel tempo, con iniziative rivolte sia ai potenziali commissari sia al personale degli enti locali e delle stazioni appaltanti. Sotto questo profilo nel passato sono state avviate esperienze positive e che meritano di essere replicate. Basti pensare alle svariate pubblicazioni dell'Anci che aiutano a tenere il passo con la complessa evoluzione della materia e che forniscono indicazioni aggiornate e concrete sull'organizzazione e gestione delle procedure (si veda per esempio Dota e Di Bari, 2018) o agli approfondimenti dell'Arera.⁷ Questa esigenza di formazione ha però una natura più ampia che non può essere soddisfatta in modo occasionale e discontinuo, per quanto virtuoso, con la buona volontà dei singoli. Sarebbe quindi opportuno un maggior coordinamento e un piano di formazione a livello istituzionale, col duplice obiettivo di creare un set di conoscenze condivise a livello di organismi pubblici e di armonizzare gli approcci e le interpretazioni delle norme, anche al fine di prevenire la proliferazione del contenzioso.

Tabella 4. Ipotesi di intervento "dentro la gara"	
Obiettivo	Possibile soluzione
Incentivare gli enti locali proprietari delle reti di collaborare all'avvio delle gare	Il riconoscimento del pieno valore di rimborso, eliminando ogni discriminazione in funzione della proprietà delle reti, introdotto con le disposizioni della recente legge annuale per la concorrenza costituisce un primo incentivo. Potrebbero essere valutate altre forme di incentivo/premialità per gli enti locali che danno corso alla procedura di gara nei tempi previsti.
Velocizzare la valutazione dei valori di rimborso	Ampliare ulteriormente, entro una certa misura, le maglie degli scostamenti tra Vir e Rab per i quali non è prevista ulteriore analisi rispetto a quanto già previsto dalla legge annuale per la concorrenza 2021.
Accelerare il rilascio delle informazioni e l'avvio delle gare	Prevedere sanzioni per gli enti locali che non mettono i dati a disposizione nel formato e nei tempi stabiliti, in analogia a quanto è stato previsto per i gestori uscenti dalle disposizioni della recente legge annuale per la concorrenza. Le bozze di Decreto Ministeriale attuativo della Legge annuale per la concorrenza 2021 contengono misure utili in tal senso.
Ridurre l'incertezza in relazione alle richieste di interventi per lo sviluppo, potenziamento o mantenimento in efficienza delle reti	Adottare una metodologia armonizzata e trasparente per l'analisi costi-benefici o, in alternativa, specificare nel frattempo condizioni univoche di validità o meno – ex ante – delle ACB svolte dalle stazioni appaltanti, quale riferimento uguale per tutti da assumere per la redazione del piano economico-finanziario da allegare all'offerta.
Semplificare il subentro del nuovo gestore	Definire <i>ex ante</i> informazioni operative da rendere disponibili prima della gara e adeguare le tempistiche di subentro e la regolazione alla complessità degli hand over a livello dell'Atem
Rafforzare la competenza e la multidisciplinarietà delle stazioni appaltanti e delle commissioni di gara	Prevedere iniziative istituzionali sistematiche di formazione e creare un elenco dei potenziali commissari di gara, eventualmente articolato per area disciplinare

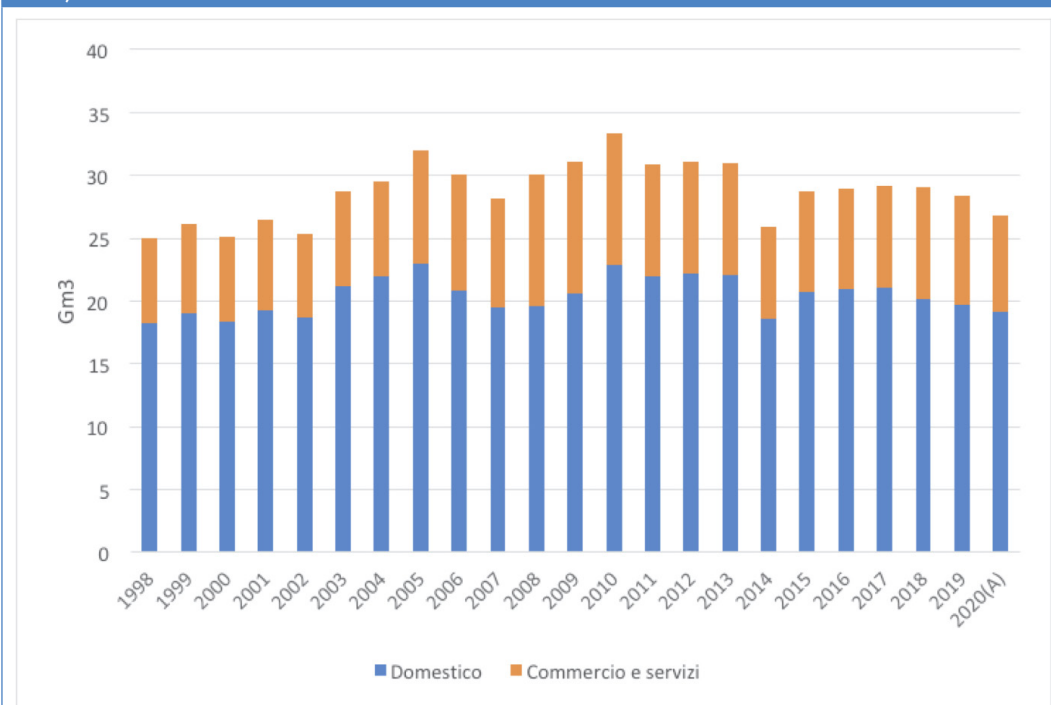
La Tabella 4 riassume le ipotesi di intervento sopra illustrate.

⁷ Per esempio: <https://www.arera.it/it/eventi/180321.htm>

Come si cambia (per non soffrire): la distribuzione gas e la transizione ecologica

La Figura 7 mostra l'andamento della domanda di gas da parte dei settori domestico e del commercio e servizi, presi come *proxy* dei volumi veicolati dalle reti in media e bassa pressione (mentre i settori dell'industria e della generazione termoelettrica sono normalmente serviti direttamente dalla rete nazionale di trasporto operata da Snam). Chiaramente la domanda risente fortemente delle condizioni meteorologiche, ma è difficile non notare che – dopo un picco raggiunto nel 2010 – si è osservato un sensibile calo dei consumi. Questo può essere dovuto a molteplici ragioni, quali l'aumento delle temperature medie, la crescente efficienza energetica nei consumi finali e la progressiva elettrificazione di vari usi.

Figura 7. Domanda annuale di gas da parte dei settori domestico e del commercio e servizi (1990-2020)



Fonte: elaborazione su dati Snam

In particolare, la media degli ultimi cinque anni (2016-2020), cioè 28,5 miliardi di metri cubi domandati, è del 6,9 per cento inferiore a quella del quinquennio 2006-2010 (30,6 miliardi di metri cubi). I *driver* di questo calo sono in gran parte strutturali: per citarne uno forse banale ma significativo, l'obbligo di installazione delle termovalvole nei condomini a partire dal 2017. Se si guarda alle previsioni per il futuro prossimo – per esempio quelle contenute nel Pniec – esse puntano verso una sostanziale riduzione della domanda. Il Piano energia e clima prevede che la domanda finale di gas (esclusa la generazione termoelettrica) scenderà da circa 40 miliardi di metri cubi nel 2020 a 34 miliardi nel 2030 fino a 29 miliardi di metri cubi nel 2040 (Mise-Mattm-Mit, 2019, p.264). Verosimilmente il calo sarà ancora più pronunciato, perché nel frattempo il *target* di riduzione delle emissioni è stato incrementato dal 40 al 55 per cento. Di conseguenza, la logica che ha indotto il Legislatore del 2011 ad attribuire, nel D.M. 226/11, tanto peso all'espansione delle reti oggi appare del tutto superata. E ciò senza neppure tenere conto del fatto

che parte della riduzione di domanda osservata a partire dal 2022, per effetto dei prezzi eccezionali raggiunti dal gas, è destinata a restare strutturalmente, perché dovuta a interventi di sostituzione del gas negli usi finali, di efficienza energetica e, in alcuni casi, alla chiusura di talune imprese.

La questione è di tale attualità che lo stesso regolatore sta mettendo in atto una profonda rivisitazione delle metodologie di calcolo della remunerazione tariffaria. La preoccupazione dell'Arera è proprio quella di “super[are] il meccanismo ibrido di tipo *rate of return* per i costi di capitale e di tipo *price cap* per i costi operativi attualmente vigente, che può indurre sovra-investimenti o priorità di investimento non sufficientemente orientate all'utilità per il sistema” (Arera, 2021a, p.6). A tal fine l'Autorità intende introdurre in modo graduale un nuovo meccanismo, chiamato Ross-base (regolazione per obiettivi di spesa e di servizio, basato sulla spesa totale anziché sulla distinzione tra costi di capitale e operativi). Per quanto riguarda la distribuzione gas, l'avvio della transizione è previsto all'inizio del prossimo periodo regolatorio, cioè nel 2026. L'Autorità si ispira all'esperienza inglese del modello Totex che sembra iniziare a dare i primi risultati sotto tre profili estremamente rilevanti in questa analisi: evitare il sovra-investimento; evitare remunerazioni eccessive; promuovere l'innovazione tecnologica come strumento per raggiungere i risultati desiderati (Oxera, 2021).

La rilevanza di questo cambiamento – i cui effetti si sovrapporranno inevitabilmente allo svolgimento delle gare e all'avvio delle nuove gestioni – dipende principalmente da tre elementi:

- gli attuali criteri di gara sono pensati per premiare le imprese che promettono maggiori investimenti nell'espansione delle reti, mentre i nuovi orientamenti regolatori hanno esattamente l'obiettivo opposto, cioè quello di indirizzare l'investimento sul miglioramento qualitativo del servizio e sulla riduzione dell'impronta ambientale limitando, invece, la realizzazione di opere inutili; rischia quindi di delinearci una contraddizione stridente tra gli obblighi contrattuali dei gestori e i sottostanti incentivi regolatori; la reazione dei gestori, i quali ovviamente tenterebbero di massimizzare i propri utili sotto i vincoli contrattuali e regolatori, potrebbe condurre a investimenti sub-ottimali per volume e per tipologia;
- la nuova regolazione tariffaria assegna enorme importanza agli aspetti legati all'innovazione tecnologica, i quali però sono codificati nella disciplina delle gare secondo una visione obsoleta. La legge annuale per la concorrenza prevede una revisione, in particolare, di questa parte della normativa: è importante che vi sia un adeguato coordinamento tra l'evoluzione legislativa, la sua concreta applicazione in sede di valutazione delle offerte e l'attività regolatoria;
- la riforma delle modalità tariffarie prevista dall'Arera muove dall'assunzione che spesso le gestioni infrastrutturali hanno avuto rendimenti superiori a quelli teoricamente ritenuti desiderabili (Bitetti e Rocca, 2015); questo può essere stato vero nel passato e può ancora essere vero in diversi casi, ma non lo è (o lo è molto meno) in relazione alle nuove aggiudicazioni degli Atem post-gara: per le ragioni che abbiamo visto, il meccanismo di gara mette direttamente e indirettamente una grande pressione sull'efficienza gestionale e consente al vincitore, quanto meno nei casi in cui la partecipazione alla gara eserciti adeguata pressione competitiva, di spuntare tassi interni di rendimento contenuti;

è quindi importante tenere conto dell'inter-relazione tra questi due elementi per evitare di rendere non appetibili le condizioni economico-finanziarie della gestione delle reti: aspettative di rendimento troppo basse finirebbero paradossalmente per disincentivare la partecipazione alla gara, lasciando l'Ambito nelle mani dell'uscente a condizioni, invece, più generose. In ogni caso è evidente che il nuovo meccanismo tariffario dovrà comunque tener conto e "adattarsi" al meccanismo delle gare, e non renderlo di ancor più complicata o critica applicazione.

Questa lunga premessa era necessaria per contestualizzare le idee che verranno presentate qui di seguito, le quali puntano ad adeguare le condizioni di gara (e dunque i vincoli contrattuali in esito alle competizioni stesse) al mutato contesto. Mentre nella sezione precedente ci siamo concentrati su possibili cambiamenti nello *svolgimento* delle gare, qui l'attenzione è rivolta alla ridefinizione degli *obiettivi* della gara – cosa vogliamo ottenere, al di là di un più o meno rilevante risparmio economico? Quale missione intendiamo attribuire ai gestori delle reti alla luce della transizione ecologica?

Occorre dunque ripensare le finalità di lungo termine della gestione. Secondo il DM 226/2011, che disciplina lo svolgimento delle gare, la maggioranza relativa dei punti a disposizione (fino a un massimo di 45) dipende dal piano di sviluppo della rete: questo include gli interventi di espansione e potenziamento, il mantenimento in efficienza e l'innovazione tecnologica (oltre ovviamente all'adeguatezza dell'analisi degli impianti). Inoltre, l'ampliamento della rete a carico del gestore fa parte anche dei criteri di valutazione dell'offerta economica. In pratica, spesso è proprio l'espansione della rete a guidare le richieste (o gli impegni) di investimento in sede di gara. Ma ciò ha ormai poco senso, quanto meno nella larga maggioranza degli Ateam nei quali gran parte del territorio è metanizzato, mentre le porzioni ancora non raggiunte dalle reti possono veder soddisfatte le loro esigenze anche da interventi alternativi, quali l'elettrificazione. Da un lato, il tema delle espansioni fisiche delle reti va visto in stretta connessione col ripensamento delle analisi costi-benefici, di cui si è discusso nel paragrafo precedente. Dall'altro, tale tema dovrebbe forse essere del tutto rimosso dagli elementi obbligatori di valutazione. Semmai, andrebbe lasciata alla discrezionalità della stazione appaltante la scelta se e quanto richiedere in tal senso. In generale, la transizione pone un tema relativo alla stessa funzione e utilità delle infrastrutture per il trasporto e la distribuzione del gas, il quale non può avere una risposta unica. Infatti, territori diversi (con diversa maturità economica e metanifera) possono avere esigenze diverse. Ancora più importante, in questo momento non è chiaro quale direzione prenderà la transizione e quali tecnologie si imporranno per soddisfare i diversi usi dell'energia. Quindi un disegno troppo rigido rischia o di imporre scelte disfunzionali, o di impedirne altre potenzialmente promettenti. Questo tema è strettamente legato alla convergenza tra elettricità e gas, di cui parleremo nel prossimo paragrafo. Ma ha pure una radice più profonda: l'incertezza riguardo le soluzioni che effettivamente si riveleranno *ex post* più efficaci dovrebbe valorizzare la possibilità di sperimentare soluzioni diverse, seguendo anche (ma non solo) le vocazioni dei diversi territori. Naturalmente, ciò implica spostare una grande quota di responsabilità sulle stazioni appaltanti e, fatalmente, determinare una divergenza (anziché una convergenza) nel disegno delle gare, in assoluta controtendenza con quanto osservato finora e in contraddizione con lo sforzo della regolazione, oltre che con

alcune considerazioni svolte sopra. L'obiezione è, naturalmente, che una eccessiva divaricazione tra le modalità e i contenuti delle gare rischia di far rientrare dalla finestra quel disordine e quella confusione che si è, con alterni successi, cercato di far uscire dalla porta. Tanto più che, come hanno lamentato diversi operatori, il rapporto tra le stazioni appaltanti e l'*incumbent* e, più in generale, la propensione o la volontà delle stazioni appaltanti (e dei comuni) di svolgere realmente le gare sono elementi di fragilità dell'attuale disegno. Tuttavia, se vi sono alcuni elementi (per esempio le modalità di svolgimento e valutazione delle ACB) in cui l'armonizzazione è un valore, ve ne sono altri – per esempio l'importanza dello sviluppo della rete – che sono chiaramente legati a esigenze specifiche dei territori. E ve ne sono altri ancora (in particolare nell'ambito dell'innovazione tecnologica) dove, in assenza di soluzioni chiare e condivise, è addirittura desiderabile osservare gli esiti di progetti pilota e sperimentazioni nei diversi ambiti e quindi attenderne il consolidamento dei risultati, prima di rifletterne in qualche modo il possibile inserimento tra gli elementi oggetto di offerta.

Proprio per questo, se si ritiene che sia utile ampliare la discrezionalità delle stazioni appaltanti in talune circostanze, occorre simmetricamente rafforzare il coordinamento generale, anche perché tutto quanto deve poi essere coerente con gli input della regolazione e della politica energetica e ambientale. Di conseguenza, attribuire meno peso (o nessun peso) all'espansione fisica delle reti e all'aumento dei volumi trasportati o trasportabili implica pure una più chiara riflessione sulla vocazione del settore e, necessariamente, del vettore gas in tutte le sue forme (gas naturale, gas a basse emissioni o green gas).

Le citate bozze di DM sembrano cogliere questo punto. Esse intervengono sulle modalità di valutazione sia delle condizioni economiche, sia del piano di sviluppo della rete. Per quanto riguarda le une, si elimina il criterio relativo alle estensioni addizionali rispetto a quanto previsto dal piano di sviluppo, attribuendo contestualmente un peso maggiore al canone riconosciuto agli enti concedenti. Inoltre, per quanto riguarda il piano di sviluppo si parla non più di estensione e potenziamento ma di "sviluppo e ottimizzazione" (con riferimento, tra l'altro, alla capacità di veicolare gas rinnovabili). I gas rinnovabili sono ulteriormente richiamati in relazione agli interventi per il mantenimento in efficienza di reti e impianti. Se questo appare un passo avanti, restano tuttavia alcuni elementi da chiarire. In particolare, le prospettive di sviluppo delle reti (incluso l'upgrade per i gas rinnovabili) non dovrebbero essere lasciate interamente all'iniziativa dei concorrenti, per evitare che quel rischio di indurre un incentivo perverso al sovrainvestimento (ieri nell'estensione lineare delle reti, oggi nelle loro caratteristiche) come leva per aggiudicarsi la gara. Infatti, dovrebbe essere la stazione appaltante a fornire almeno alcune indicazioni in materia, tenendo conto delle aspettative di evoluzione della domanda e delle caratteristiche legate alla struttura economica del territorio (per esempio la presenza di unità di consumo che realisticamente potrebbero essere alimentate a idrogeno, quali industrie *hard to abate*).

Si pone così un secondo tema: l'innovazione tecnologica. Nel disegno del DM 226/2011 l'innovazione tecnologica coincide con una lista chiusa di indicatori, cioè: 1) impianti telecontrollati; 2) sistemi di dosaggio a iniezione dell'odorizzante o equivalenti; 3) sistemi di misura in continuo della protezione catodica; 4) percentuale di tubazioni in acciaio messe in protezione catodica efficace in maniera

anticipata rispetto al programma previsto dall’Autorità; 5) contatori elettronici con un programma di messa in servizio accelerato rispetto a quello previsto dall’Autorità (art.15, c.3). Questi obiettivi possono dirsi in gran parte raggiunti o comunque in procinto di essere realizzati, quindi non aggiungono ormai più nulla a quelli che già sono gli obblighi dei gestori. Ciò richiede di ripensare e aggiornare il concetto stesso di innovazione tecnologica. Per farlo, bisogna intanto tenere conto di quelli che sono gli orientamenti che si vanno formando nel settore. La stessa Autorità è intervenuta individuando tre vasti ambiti progettuali che potrebbero trovare incoraggiamento e/o supporto nella regolazione, anche attraverso l’adozione di *sandbox*: metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti; utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti; interventi di innovazione tecnologica e gestionale delle reti (Arera, 2021b; 2022b). Questi orientamenti aiutano a focalizzare meglio le grandi direttrici dell’innovazione, che riguardano appunto tanto la gestione e l’utilizzo delle reti, quanto la graduale trasformazione della loro funzione, anche attraverso il trasporto e la distribuzione di gas diversi dal metano di origine fossile.

La revisione dei criteri legati alla valutazione dell’innovazione tecnologica è la previsione forse più dirompente della legge annuale per la concorrenza, che delega i ministri della Transizione ecologica e degli Affari regionali all’ “aggiornamento dei criteri di valutazione degli interventi di innovazione tecnologica” in modo tale da “valorizzare nuove tipologie di intervento più rispondenti al rinnovato quadro tecnologico”. Il testo del provvedimento non contiene alcuna indicazione su come questo dovrebbe essere fatto. In sede attuativa, bisognerà considerare i seguenti principi:

- distinguere nettamente (e valorizzare) gli interventi legati alla *gestione* delle reti (inclusa la digitalizzazione e gli investimenti che possono accrescere affidabilità, sicurezza e resilienza delle infrastrutture) da quelli che riguardano il loro *utilizzo*. I primi tendenzialmente possono essere definiti a livello nazionale, mentre i secondi richiedono maggiore flessibilità: per esempio, un territorio a forte presenza industriale probabilmente è più predisposto a una riconversione verso l’idrogeno rispetto a territori che non hanno tale caratterizzazione; convertire, ipoteticamente, tutte le reti alla possibilità di trasporto dell’idrogeno sulla base di una scommessa che, al momento, appare estremamente incerta rischia di rivelarsi fonte di costi con pochi benefici;
- favorire l’adattabilità dei criteri e il loro stretto coordinamento con gli orientamenti della regolazione; il sistema delle gare si trova in difficoltà, tra l’altro, proprio per la rigidità dello schema valutativo introdotto dal DM 226; sarebbe assurdo ripetere lo stesso errore, definendo – oggi e per il futuro – specifici interventi di innovazione tecnologica che al momento appaiono del tutto ragionevoli, ma che nel giro di pochi anni potrebbero rivelarsi superati; e ciò è tanto più rilevante se si considera la mole delle gare e dunque i tempi necessariamente lunghi per il loro svolgimento; da questo punto di vista, può essere utile delegare all’Autorità la revisione periodica degli interventi ammissibili sotto l’egida dell’innovazione tecnologica;
- lasciare comunque spazio per la sperimentazione; la pretesa di ingabbiare l’innovazione tecnologica all’interno di criteri o addirittura tipologie di interventi predefiniti è semplicemente inadeguata a catturare una realtà in continua evoluzione, e che non lo è stata mai come ora; è dunque necessario prevedere

la facoltà per le stazioni appaltanti e per il regolatore non solo di adattare nel tempo questi criteri, ma anche di differenziarli geograficamente, in funzione delle caratteristiche e delle vocazioni specifiche di ciascun territorio; per esempio, in aree a forte presenza agricola può avere senso premiare una maggiore sostituibilità del metano fossile col biometano, mentre in altre zone ad alta penetrazione di fonti rinnovabili è più importante predisporre le reti ad accogliere l'idrogeno; analogamente, non solo l'innovazione tecnologica dovrebbe essere indotta *top down* attraverso i criteri di valutazione, ma dovrebbe essere lasciato uno spazio *bottom up* ai partecipanti alla gara di presentare le proprie visioni su quello che sarà il sentiero futuro del progresso tecnologico e, dunque, offrire diverse strategie di innovazione; il che, naturalmente, presuppone personale e commissari in grado di comprendere e valutare le proposte.

Come si vede, la definizione di ciò che si intende per innovazione tecnologica si intreccia strettamente alle modalità di valutazione dei contenuti dei piani di sviluppo. Anche in tale prospettiva, le bozze di DM Mase costituiscono una lettura interessante e contengono almeno alcuni elementi positivi. L'innovazione viene in particolare indirizzata verso tre obiettivi: a) ottimizzazione della gestione delle reti, con specifico riferimento alla riduzione delle emissioni climalteranti; b) utilizzi innovativi delle reti (cioè immissione di gas rinnovabili); c) efficienza energetica e digitalizzazione delle reti. Col senno di ora, si tratta di obiettivi del tutto condivisibili. Ma, col senno di ieri, anche quelli contenuti nel DM 226/2011 lo erano. Il problema è che sono stati rapidamente superati dagli eventi. Come evitare che questo accada di nuovo? Una possibilità è quella di prevedere, almeno su questo specifico aspetto, una revisione periodica (da attuare per mezzo di ulteriori decreti ministeriali oppure affidandola all'Arera); una alternativa è lasciare maggiore flessibilità alle stazioni appaltanti. Naturalmente, queste due ipotesi non necessariamente si escludono a vicenda.

C'è un ulteriore aspetto che andrebbe considerato. Il dibattito su quale sia la "dimensione ottima" delle imprese di distribuzione del gas è ancora aperto e la risposta dipende, almeno in parte, dall'evoluzione tecnologica e dagli obiettivi che si assegnano ai distributori. Vi sono pochi dubbi, però, che l'estrema frammentazione rischia di determinare costi aggiuntivi non solo legati alle possibili inefficienze dei singoli gestori, ma anche alle maggiori difficoltà di coordinamento in un contesto in cui i *target* (anche innovativi) si fanno sempre più impegnativi. Inoltre, come si vedrà più avanti, l'evoluzione prospettica dettata dalla transizione ecologica può richiedere una più stretta interazione (e dunque un più stretto coordinamento) con gli operatori del mercato "gemello" della distribuzione elettriche, che invece è caratterizzato oggi da una estrema concentrazione. Di conseguenza, un certo livello di consolidamento del settore può essere positivo, del resto in linea con lo sforzo che è stato fatto nel momento in cui sono stati disegnati gli attuali ambiti. Soprattutto, il consolidamento può essere non solo l'esito di un processo competitivo – se effettivamente esistono economie di scala o di gamma, la celebrazione delle gare dovrebbe farle emergere favorendo i *competitor* di maggiori dimensioni – ma anche uno strumento per superare resistenze spesso legate a situazioni locali e a mettere gli operatori nella condizione di adeguarsi prontamente ai nuovi obiettivi della regolazione e ai nuovi criteri della politica energetica nazionale ed europea. Le gare, insomma, possono essere la "prova del nove" attraverso cui il mercato scopre l'assetto ottimale, e certamente non dovrebbero ostacolare la crescita dimen-

sionale degli operatori – anzi, almeno entro un certo limite dovrebbero favorirla.

Vale la pena di esplicitare (e ribadire) che la gran parte di queste scelte hanno natura strategica e, entro certi limiti, politica: non possono pertanto essere lasciate interamente ai gestori o alla fantasia dei concorrenti in sede di gara. Anche perché idee apparentemente convincenti sulla carta possono poi rivelarsi inefficaci, o non chiare, e comunque male prestarsi a essere valutate con competenza dalle commissioni aggiudicatrici. Pertanto, esattamente per la stessa ragione per cui si è detto in precedenza che è utile e desiderabile lasciare alle stazioni appaltanti (anche attraverso indicazioni regolatorie) la possibilità di stabilire autonomamente gli obiettivi della gestione (o parte di essi), l'eventuale indicazione strategica dovrebbe venire dalle stazioni appaltanti stesse e, per altro verso, dall'Arera o dal governo. Questo richiama il punto sollevato in precedenza in relazione al passaggio da una valutazione basata su criteri di tipo on/off a una più legata agli obiettivi prestazionali delle innovazioni tecnologiche che vengono proposte. Spetta ai potenziali gestori dire – in sede di offerta – come e a che costi intendono raggiungere un certo obiettivo; ma spetta alla stazione appaltante definire quali siano gli obiettivi da raggiungere, anche perché in caso contrario la confrontabilità delle offerte non sarebbe affatto garantita e qualunque giudizio sarebbe in ultima analisi soggettivo, legato alle convinzioni individuali o alle preferenze dei commissari, e la gara stessa si ridurrebbe a un *beauty contest*.

Infine, e conseguentemente, va sciolto il nodo dell'offerta economica. In teoria, secondo i criteri del DM 226, essa ha un peso limitato (un massimo di 28 punti su 100). In pratica, come abbiamo visto, il modo in cui il piano di sviluppo della rete è pensato e valutato fa collassare invece l'intera offerta sul vincolo dei ricavi, stretto tra l'esigenza di accogliere progetti talvolta molto costosi di espansione, e approfittare di ogni spazio per presentare l'offerta più conveniente per l'ente locale. Il partecipante alla gara ha quattro leve per ribassare l'offerta: i) sconti tariffari; ii) canone di concessione; iii) lo sconto sui corrispettivi di prestazioni di servizi e rapporto rete / cliente; iv) investimenti aggiuntivi in efficienza energetica a favore degli enti locali. Ciò non viene messo in discussione dalla Legge 118/2022.

Di queste leve, solo due vanno effettivamente a vantaggio del sistema e dei consumatori: gli sconti tariffari e, in parte, l'efficienza energetica (seppure essa in questo contesto si risolve in trasferimento economico a favore degli enti locali). L'espansione della rete in termini di metri lineari è un criterio oggi discutibile mentre il canone concessorio equivale a un'imposta implicita sul rendimento dell'asset. La valutazione dei criteri economici andrebbe dunque rivista e semplificata, alla luce di due criteri direttivi: massimizzare il vantaggio per il consumatore (cioè gli sconti tariffari) e massimizzare l'innovazione tecnologica (che però ricade nel piano di sviluppo della rete). Solo il primo criterio andrebbe mantenuto: il canone di concessione andrebbe fissato *ex ante* (per esempio attraverso la regolazione o la normativa secondaria), sempre come percentuale della remunerazione del capitale di località. Le eventuali espansioni della rete e gli investimenti in efficienza energetica andrebbero slegati dal loro utilizzo improprio quali leva economica e ricollocati nell'ambito dei criteri di qualità del servizio e nel piano di sviluppo della rete. È vero che il canone (assieme al parametro di offerta sui Tee aggiuntivi) rappresenta l'unico elemento di retrocessione economica agli enti locali, visto che lo sconto sul delta Vir-Rab va a beneficio dell'intero ambito tariffario in cui ricade l'Atem.

Ma questo sposta la discussione su un altro livello, che è puramente politico: è il servizio di distribuzione gas il veicolo corretto (e desiderato) per finanziare gli enti locali? Questa domanda non attiene strettamente al disegno delle gare ma riguarda il complessivo disegno del sistema tributario. Tuttavia, appare contraddittorio – specie in un momento di così profonda trasformazione – che la decisione possa essere influenzata dalla “generosità” del gestore nei confronti degli enti locali, a scapito di criteri assai più rilevanti (nella logica della gestione e della transizione ecologica).

D’altro canto, l’attuale meccanismo tariffario contiene una forte componente di perequazione. Infatti, sebbene i costi ammissibili siano determinati al livello dei 172 Atem, la tariffa è stabilita sulla base di sei macro-ambiti (nord-occidentale; nord-orientale; centrale; sud-orientale; sud-occidentale; meridionale; Sardegna). La retrocessione in tariffa degli sconti, dunque, non andrebbe a beneficio dei clienti serviti nell’Atem. Ancora più rilevante, l’impossibilità di trasmettere il vantaggio alla popolazione potrebbe indurre le stazioni appaltanti a prediligere offerte con maggiori componenti di investimento, d’altronde anch’esse spalmate sul macro-ambito. Il passaggio a un sistema di canone fisso, e dunque a una maggiore importanza dello sconto tariffario, dovrebbe dunque accompagnarsi a un riconoscimento almeno parziale dello sconto stesso a favore dei clienti all’interno dell’Atem

Questo consentirebbe di arrivare a una distribuzione più ordinata dei criteri di valutazione, con una distinzione più netta tra offerta economica e tecnica e soprattutto un chiaro orientamento della prima a vantaggio del consumatore e non dell’ente locale (il quale avrebbe comunque la sua remunerazione derivante dal canone concessorio). Di conseguenza, i commissari di gara si troverebbero più agevolmente a valutare l’offerta economicamente più vantaggiosa sulla base, da un lato, del beneficio per il consumatore (gli sconti tariffari che dovrebbero andare almeno in parte a vantaggio dei clienti nell’Atem) e, dall’altro, dell’evoluzione della rete (qualità, sicurezza e sviluppo). La scelta consisterebbe in una trasparente valutazione del *trade off* tra queste due famiglie di benefici, anche in funzione delle priorità del territorio e della regolazione: quanto sconto tariffario si è disponibile a sacrificare in cambio di quali interventi di miglioramento o modernizzazione della rete? Senza che in questo giudizio entri una terza variabile, del tutto esogena al settore, quale appunto le modalità di finanziamento degli enti locali.

Il senso di queste ipotesi, insomma, è di slegare la logica della gara sia dalla pretesa di stabilire *ex ante*, in una fase di trasformazione, le modalità e gli obiettivi delle gestioni, sia dalla sua inevitabile regressione all’offerta economica. Ed è quindi utilizzare le gare non solo come momento di trasparenza ed efficienza, ma anche di “scoperta” di quello che gli operatori possono e vogliono fare e di quello che, in un senso molto profondo, percepiscono come il futuro proprio e del settore.

La Tabella 5 riassume le ipotesi di intervento sopra illustrate.

Tabella 5. Ipotesi di intervento “fuori dalla gara”	
Obiettivo	Possibile soluzione
Ridefinire l’obiettivo delle gestioni	Ridurre il peso (o addirittura eliminare la menzione esplicita) dell’espansione della rete tra i criteri di valutazione, sia per quanto riguarda la parte economica, sia per quanto riguarda il piano di sviluppo della rete. Le bozze di Decreto Ministeriale attuativo della Legge annuale per la concorrenza 2021 contengono misure utili in tal senso.
Ridefinire l’innovazione tecnologica	Rivedere il DM 226/2011 sostituendo, tra le altre revisioni, l’elenco tassativo degli interventi di innovazione tecnologica con un elenco aperto, da rivedere periodicamente per mano dell’Arera. Lasciare aperta anche la facoltà per i partecipanti alla gara di proporre interventi di innovazione tecnologica ulteriori rispetto a quelli definiti dalla disciplina. In parte questa riforma è indirizzata sulla base di quanto stabilito dalla recente legge annuale per la concorrenza, che attribuisce ai ministeri della Transizione ecologica e degli Affari regionali, sentita l’Arera, di aggiornare il D.M. 226/11, in particolare ridefinendo i criteri per la valutazione dell’innovazione tecnologica. E’ importante, in proposito, che vengano individuati criteri relativi non tanto a elementi alla frontiera della R&D, quanto a elementi innovativi più concretamente misurabili allo stato attuale, in maniera semplice e soprattutto raffrontabile tra operatori (es. eventuali miglioramenti in termini di performance/tassi di successo della telelettura effettuata tramite gli smart meter gas; oppure livelli migliorativi rispetto a quelli stabiliti dalla recente regolazione introdotta riguardo la gestione del delta in-out sulle reti di distribuzione). Le bozze di Decreto Ministeriale attuativo della Legge annuale per la concorrenza 2021 contengono misure utili in tal senso.
Orientare l’offerta economica a favore del consumatore	Fissare ex ante i canoni di concessione (in percentuale della remunerazione del capitale di località). Ricondurre le espansioni della rete e gli interventi sull’efficienza energetica unicamente al piano di sviluppo della rete. Focalizzare l’offerta economica sullo sconto tariffario a favore dei consumatori finali, da riconoscere al-meno in parte a favore dei clienti all’interno dell’Atem.

Come si cambia (per ricominciare): la distribuzione gas e la distribuzione elettrica

Nella sua evoluzione storica, il settore del gas naturale ha avuto uno sviluppo parallelo ma distinto rispetto a quello dell’energia elettrica. Fino a poco tempo fa, le sovrapposizioni o gli incroci erano limitati, con l’unica (ma relevantissima) eccezione dell’impiego del gas per la generazione elettrica. Per il resto, i due comparti erano divisi da un confine netto, dettato dagli usi finali i quali avevano scarsa flessibilità. L’evoluzione tecnologica e la spinta politica per la transizione ecologica hanno però determinato una brusca svolta. La possibilità di elettrificare alcuni usi precedentemente soddisfatti da altri vettori energetici (quali la mobilità, il riscaldamento degli edifici e gli usi domestici) e l’elezione dell’energia elettrica a principale veicolo della transizione hanno fatto del gas naturale prima una fonte per la transizione, e poi – rapidamente – una fonte destinata al declino. Sarebbe facile, dunque, concludere che anche le infrastrutture per il trasporto e la distribuzione del gas sono destinate al medesimo fato.

In realtà, non è ancora detto che sia così. Ed è importante tenerne conto nel momento in cui si decide, anche attraverso le gare, in che modo gestire, a quali fini

orientare, e quanto e come remunerare la gestione delle reti. Sono, in particolare, due gli elementi di novità che potrebbero delineare una nuova vita, sotto alcune condizioni, delle reti gas. Il primo è lo sviluppo di *green gases*, quali biometano e/o idrogeno e gas di sintesi. L'impiego (se tecnicamente possibile ed economicamente sostenibile) delle reti gas per il trasporto e la distribuzione di questi combustibili, in forma pura oppure in *blend* col metano fossile o rinnovabile, può rappresentare un elemento di competitività delle reti soprattutto in quegli usi che, allo stato attuale dell'evoluzione tecnologica, non sono facilmente o economicamente elettrificabili: l'industria, i trasporti pesanti, i trasporti aerei e ferroviari (Piebalgs et al., 2020; Fan e Friedmann, 2021). Il secondo elemento è che l'idrogeno, quanto meno se prodotto attraverso l'elettrolisi alimentata con energia da rinnovabili, è anche una delle potenziali alternative per accumulare l'eccesso di produzione da fonti intermittenti, quali – tipicamente – eolico e fotovoltaico. Dato il fabbisogno di capacità di cui è prevista l'installazione nel nostro paese, è verosimile che – almeno in alcune regioni – saranno numerosi gli impianti che, in alcuni momenti, immettono energia sulle reti elettriche, mentre in altri alimentano un elettrolizzatore. L'idrogeno così prodotto potrebbe/dovrebbe essere raccolto e trasportato dalle reti gas. In altri termini, in prospettiva alcuni impianti rinnovabili per la generazione di energia elettrica saranno fungibili tra i due mercati: in funzione di caratteristiche tecniche (capacità delle reti) ed economiche (prezzi relativi di elettricità e idrogeno) potrebbero produrre indifferentemente energia elettrica o idrogeno.

A questi elementi generali ne vanno aggiunti tre particolari. In primo luogo, vista la natura della domanda di idrogeno e viste le caratteristiche della sua produzione (almeno se si parla di idrogeno “verde”), è probabile che tale combustibile avrà mercati prevalentemente locali: la produzione tenderà a localizzarsi, se possibile, vicino al consumo (e viceversa). Questo dipende anche dai maggiori limiti nell'impiego dell'idrogeno rispetto al gas e dal suo più basso potere calorifico a parità di volumi (Dickel, 2020; De Klerk Wolters, 2021). Secondariamente, una parte sostanziale della generazione elettrica “in eccesso” sarà probabilmente allacciata alle reti di distribuzione di energia elettrica, non all'alta tensione. Se si prendono come *proxy* le richieste di connessione alle reti e si assume che l'eolico andrà interamente in alta tensione mentre il fotovoltaico in media o bassa tensione, circa il 40 per cento riguarda impianti fotovoltaici e, di questi, la quasi totalità al Sud (circa il 70 per cento in sole tre regioni: Sicilia, Sardegna e Puglia).⁸ Vi sono dunque tutte le condizioni per un eccesso di produzione di energia elettrica che le reti di distribuzione non riusciranno ad assorbire – o che lo faranno a prezzi prossimi allo zero o negativi – e che si presta ad alimentare una significativa produzione di idrogeno. A questo si aggiunge un terzo elemento, di segno opposto: se la domanda di idrogeno dovesse svilupparsi, è possibile che anche le infrastrutture per l'importazione di gas da paesi terzi (per esempio dal Nordafrica) siano riconvertite per trasportare idrogeno verde prodotto in loco, in forma pura oppure in *blend* col metano.

Oltre a quanto sopra, occorre poi considerare la situazione attuale dalla quale dovrebbe muovere l'evoluzione del sistema infrastrutturale della distribuzione dell'energia; ovvero che la distribuzione elettrica oggi serve un profilo di consumo abbastanza stabile nell'anno e che non contiene, se non in minima parte, le punte legate a consumi energetici tipici della stagione invernale, soddisfatti invece dalla

⁸ Fonte: piattaforma Econnection di Terna (consultata il 17 marzo 2023).

distribuzione gas. Una sfida non di poco conto è certamente quella di domandarsi se e come (con quali interventi e di che entità e costo) la rete elettrica potrebbe essere in grado, senza generare situazioni critiche o interruzioni, di sostenere le punte invernali oggi soddisfatte dalle infrastrutture gas (oltre a dover peraltro sostenere in futuro, secondo alcune previsioni in tema di mobilità, anche il carico derivante dalla ricarica di un crescente numero di veicoli elettrici).

Tutto ciò sembra puntare verso un più stretto coordinamento tra i piani di sviluppo e potenzialmente anche la gestione delle reti di distribuzione dell'energia elettrica e del gas. Se per queste ultime il quadro di riferimento è abbastanza definito, per le prime è *de facto* in divenire: al momento della liberalizzazione, furono rilasciate concessioni trentennali la cui scadenza è prevista per il 2030. Tuttavia, il decreto Bersani prevede che il rinnovo non sia automatico, ma passi attraverso procedure competitive, e che queste siano disciplinate da un regolamento da emanare entro il 2025 (per un approfondimento sugli aspetti giuridici si veda Clarich, 2022). Le modalità di affidamento delle concessioni dovranno fare i conti tanto con la realtà quanto con gli scenari evolutivi e le evidenze disponibili in letteratura. La realtà racconta di un universo completamente diverso da quello del gas: se nella distribuzione del gas naturale gli attuali 172 Atem (e quindi in prospettiva 172 gestioni) appaiono come il punto di arrivo di un difficile percorso di consolidamento, nel mondo elettrico – a dispetto della presenza di circa 120 distributori – il principale operatore serve all'incirca l'82 per cento dei pod e i primi quattro arrivano a una quota di mercato congiunta del 95 per cento (Repetto, 2021). Inoltre, mentre alcuni tra i maggiori operatori della distribuzione gas sono retisti puri (quanto meno nella maggior parte del territorio), nel caso elettrico *tutti* i principali concessionari appartengono a gruppi verticalmente integrati. Questo pone alla politica due scelte: se perseguire per la distribuzione elettrica (in analogia alla trasmissione) obblighi di separazione proprietaria oppure se mantenere l'attuale configurazione di mercato. La questione dell'*unbundling* proprietario della distribuzione elettrica è discussa in letteratura (Nillesen e Pollitt, 2019), senza che vi sia un consenso tra gli studiosi. Sembrano esservi pochi dubbi, invece, sull'opportunità di un frazionamento del perimetro nazionale oggi in capo al maggiore operatore, con la divisione della concessione in un certo numero di ambiti di dimensioni opportune all'interno del perimetro nazionale. A favore di tale ipotesi militano due grandi ragioni: l'esigenza di creare anche nel settore elettrico (al pari del gas) i presupposti per forme di *yardstick competition* (in assenza di forti economie di scala oltre una certa soglia), e la possibilità di pervenire, se non a una gestione congiunta, quanto meno a forme di maggior coordinamento tra le reti locali del gas e dell'energia elettrica (Stagnaro, 2021).

Le modalità attraverso cui ciò potrebbe o dovrebbe avvenire non sono facili da immaginare e meriterebbero un approfondimento specifico. Tuttavia, proprio l'esperienza delle gare gas aiuta a mettere a fuoco alcuni aspetti di cui tenere conto (e ciò a prescindere dal livello di ambizione con cui si intende affrontare l'affidamento delle concessioni per la distribuzione elettrica). Il primo e più importante è che il tempo, anche quando sembra bastare, in realtà è sempre insufficiente perché il percorso di trasformazione da un modello di gestione a un altro è inevitabilmente costellato di complessità e criticità spesso difficili da intuire *ex ante*. Dunque non bisogna farsi distrarre dal fatto che il 2030 è ancora relativamente lontano,

e neppure dal fatto che il 2025 – pur non così lontano – appare comunque sufficientemente distante. D'altronde, non sono pochi gli esempi di concessioni la cui riforma ha richiesto tempi e imposto frenate ancora più significative di quelle registrate con le gare gas: si pensi all'idroelettrico o, fuori dal settore dell'energia, alle concessioni balneari o agli spazi mercatali. O, ancora, ai continui rinvii del superamento dei regimi di tutela, originariamente previsto per il 2019 e adesso, se tutto andrà bene, fissato per il 2024.

Il secondo tema è che il percorso di aggregazione delle reti gas appare quasi scontato se confrontato a quello, opposto, che ci aspetta nel riassetto delle reti elettriche: queste dovranno essere interessate simultaneamente da un percorso di aggregazione e di disgregazione. L'uno dovrà interessare la maggioranza di piccole o piccolissime gestioni, di cui un centinaio servono meno di 20 mila pod e addirittura 40 meno di mille pod. L'altro, ovviamente, il riassetto della porzione di rete attualmente in concessione al primo operatore nazionale (e-distribuzione), sulla quale sarà necessario interrogarsi tanto sul regime proprietario quanto sulla dimensione. I due temi sono, peraltro, in qualche modo legati: quanto più si intende preservare la dimensione della rete, tanto più è pressante il tema dell'*unbundling* proprietario e viceversa. Poiché nel nostro paese non si è optato per l'*unbundling* nel segmento della distribuzione, né nel caso elettrico né in quello del gas, e poiché il diritto europeo non impone tale scelta, appare necessario concentrarsi sull'aspetto dimensionale della rete. In altre parole, in un sistema comunque imperfetto, appare prioritario – anche per ragioni di coerenza tra i settori gemelli dell'energia elettrica e del gas – adottare una normativa simmetrica, e dunque concentrarsi su una convergenza degli ambiti di distribuzione in modo tale da poter catturare le crescenti economie di gamma.

Invero c'è anche una terza ipotesi, cioè quella della creazione di una gestione unitaria sull'intero territorio nazionale da integrare con la rete di trasmissione nazionale: tale ipotesi può avere dei meriti ma appare difficilmente percorribile e presenta anche controindicazioni. Anche sotto questa prospettiva, se è ragionevole la tesi qui prospettata – quella di una convergenza tra *power* e gas e della fungibilità degli impianti rinnovabili rispetto alle due reti – allora appare molto più promettente la strada della maggiore frammentazione della distribuzione elettrica. Anche perché l'ipotesi di mantenere l'attuale assetto (o addirittura di aggregare tutti i distributori elettrici) lascia poco spazio alla competizione in sede di gara, visto che la barriera operativa e finanziaria all'ingresso sarebbe assai rilevante da superare. Quindi, nell'interesse di promuovere la partecipazione, anche sulla scorta dell'esperienza del gas, sembra preferibile razionalizzare le concessioni di distribuzione elettrica individuando un numero congruo di ambiti territoriali minimi.

D'altronde, appare del tutto irrealistico arrivare a un numero di concessioni anche solo paragonabile con quelle del gas. E non è detto, tuttavia, che – in un secondo giro di gare gas, allo scadere delle concessioni in via di assegnazione – non emerga dal basso una ulteriore spinta verso il consolidamento, dettata non da imposizioni *top down* del regolatore ma dall'affermarsi di un numero limitato di gestori in grado di aggiudicarsi la maggioranza degli Atem. Insomma, la possibile convergenza tecnologica tra le due reti potrebbe essere sostenuta anche da una convergenza dimensionale tra le imprese spinta dal mercato. Perché possa generare benefici e sinergie necessita anche di una convergenza regolatoria. Questo non necessaria-

mente con l'obiettivo di pervenire a un'unica gestione, sul medesimo territorio, della rete elettrica e gas, ma quanto meno a un ragionevole livello di coordinamento. Guardando alla questione dalla prospettiva delle distribuzioni gas, per esempio, appare evidente che dove la gara per la distribuzione gas è già stata assegnata per i successivi 12 anni il suo esito non può e non deve essere messo in discussione. Viceversa, dove le gare non si sono ancora svolte e soprattutto dove non si saranno svolte negli anni prossimi al 2030, si potrebbe ragionare su progetti guida di gestione unitaria e affidamento congiunto fin dalla fase concorsuale.

Il coordinamento dovrebbe riguardare principalmente i piani di sviluppo delle reti, le quali dovrebbero essere dimensionate in modo tale da servire la domanda (elettrica e gas o di *green gases*) e adattarsi a – o guidare – le richieste di connessione di nuovi impianti rinnovabili, la cui produzione può essere destinata, secondo i casi, all'immissione in rete di energia elettrica o alla produzione di idrogeno via elettrolisi da trasportare con le reti gas. Operativamente, questo obiettivo può essere raggiunto introducendo nei criteri per la valutazione delle offerte per le reti elettriche (e, post-2030, nelle gare gas) un parametro finalizzato a premiare chi è in grado di assicurare un miglior coordinamento con la gestione della rete gemella. In proposito, con l'eventuale introduzione da parte dell'Arera di un nuovo sistema tariffario basato sulla spesa totale e su una serie di specifici obiettivi di spesa e di servizio (Ross), il regolatore dovrebbe tener conto di obiettivi che traguardino un simile coordinamento tra reti elettriche e gas abilitando offerte economiche opportunamente raccordate e coordinate tra i due settori.

La Tabella 6 riassume le ipotesi di intervento sopra illustrate.

Tabella 6. Ipotesi di intervento "fuori dalla gara"	
Obiettivo	Possibile soluzione
Consentire il regolare svolgimento delle gare	Predisporre entro il 2025 le regole per l'affidamento delle concessioni per la distribuzione elettrica, come previsto dal decreto Bersani
Promuovere il coordinamento tra reti gas e reti <i>power</i>	Individuare criteri regolatori e possibilmente criteri di valutazione delle offerte in sede di gara per consentire un maggior coordinamento, soprattutto in relazione ai piani di sviluppo delle reti alla luce della crescita della capacità rinnovabile installata
Promuovere la partecipazione alle gare per la distribuzione elettrica e creare i presupposti per forme di concorrenza per confronto	Individuare un congruo numero di Ambiti territoriali minimi su cui riarticolare le concessioni per la distribuzione dell'energia elettrica, aggregando i piccoli e piccolissimi gestori e disaggregando la maggiore concessione

Conclusione

A oltre vent'anni dal decreto Letta, le gare gas sono ancora agli inizi. Indubbiamente i primi anni sono stati segnati da incomprensioni e sottovalutazioni ma nel tempo si sono potute osservare e riconoscere le cause dei ritardi. Esse hanno a che fare principalmente con le difficoltà operative (per esempio la valutazione dei valori di rimborso o le analisi costi-benefici degli investimenti richiesti) o con gli incentivi distorti (per esempio il mancato riconoscimento ai comuni dei valori di rimborso). Nonostante numerosi interventi di semplificazione, questi problemi sono stati affrontati solo in parte. Mentre questo studio viene concluso è stata da poco approvata la legge annuale per la concorrenza, con misure rispetto alle quali gli operatori nutrono grandi aspettative. Le nuove disposizioni intervengono, *in pri-*

mis, sul tema del riconoscimento dei valori di rimborso ai comuni proprietari delle reti e sulla semplificazione delle procedure per la verifica del Vir.

La norma mette anche mano a un altro tema: la revisione, tra i criteri di gara, degli elementi che contribuiscono al punteggio, in particolare per quanto riguarda l'innovazione tecnologica (ma non solo). E' qui che si concentrano le aspettative degli operatori, anche perché la questione rimanda al problema più generale del funzionamento e degli obiettivi delle gare. Gli attuali criteri relativi all'innovazione tecnologica risultano, infatti, ormai obsoleti e riflettono il cambiamento profondo delle condizioni rispetto al periodo in cui l'attuale disciplina è maturata. Per questo, essa andrebbe rivista e aggiornata anche per altri aspetti oltre quelli relativi all'innovazione tecnologica, come quelli relativi alle estensioni della rete. Quanto osservato consente di cogliere un altro, e più vasto, problema: il mondo è cambiato rispetto ai primi anni Duemila. All'epoca sembrava naturale attribuire ai distributori gas la funzione di espandere e potenziare le reti, cercando di garantire efficienza ed economicità delle gestioni. Tali obiettivi, nella testa del Legislatore, andavano perseguiti attraverso le gare e la regolazione tariffaria. Oggi la situazione è molto differente: tutti gli scenari puntano verso una riduzione dei volumi trasportati dai distributori, anche tenendo conto della possibile sostituzione del metano con biometano o idrogeno. Si rende pertanto necessaria, parallelamente alla revisione dei meccanismi di gara, una riforma della funzione stessa dei distributori gas.

Per mettere a fuoco tali problemi, questo studio ha innanzitutto esaminato le (poche) gare che si sono concluse e che sono state aggiudicate. L'evidenza – per quanto limitata – è coerente con le aspettative: sebbene l'*incumbent* goda di un vantaggio forse incompressibile, la partecipazione alle gare ha effetti concreti sulle strategie di offerta e, quindi, sulle condizioni (economiche e tecniche) della gestione. Successivamente, si è somministrato un questionario a un campione di dieci tra i principali operatori del settore, complessivamente rappresentativi di una quota di mercato del 60-70 per cento in termini di volumi trasportati e del 65-75 per cento in termini di pdr serviti. Il questionario ha consentito di individuare le ragioni di difficoltà e disincentivo alla partecipazione alle gare, ma ha anche aiutato a mettere a fuoco le sfide di lungo termine del settore e gli interrogativi sul senso di lungo termine che la normativa e la regolazione dovrebbero attribuire ai gestori.

Questo lavoro di ricognizione è stato preliminare allo svolgimento di un'analisi *forward-looking*, volta a individuare i problemi e proporre possibili soluzioni. Si sono identificati tre grandi gruppi di problemi: problemi legati allo svolgimento e alla partecipazione alle gare; problemi legati alla missione attribuita ai gestori; problemi legati al ruolo dell'infrastruttura per la distribuzione del gas nel contesto della transizione ecologica.

La Tabella 7 riassume le ipotesi di riforma e i relativi obiettivi.

Tabella 7. Ipotesi di riforma delle modalità di assegnazione delle concessioni per la distribuzione gas	
Obiettivo	Possibile soluzione
Svolgimento della gara	
Incentivare gli enti locali proprietari delle reti di collaborare all'avvio delle gare	Il riconoscimento del pieno valore di rimborso, eliminando ogni discriminazione in funzione della proprietà delle reti, introdotto con le disposizioni della recente legge annuale per la concorrenza costituisce un primo incentivo. Potrebbero essere valutate altre forme di incentivo/premialità per gli enti locali che danno corso alla procedura di gara nei tempi previsti.
Velocizzare la valutazione dei valori di rimborso	Ampliare ulteriormente, entro una certa misura, le maglie degli scostamenti tra Vir e Rab per i quali non è prevista ulteriore analisi rispetto a quanto già previsto dalla legge annuale per la concorrenza 2021.
Accelerare il rilascio delle informazioni e l'avvio delle gare	Prevedere sanzioni per gli enti locali che non mettono i dati a disposizione nel formato e nei tempi stabiliti, in analogia a quanto è stato previsto per i gestori uscenti dalle disposizioni della recente legge annuale per la concorrenza. Le bozze di Decreto Ministeriale attuativo della Legge annuale per la concorrenza 2021 contengono misure utili in tal senso.
Ridurre l'incertezza in relazione alle richieste di interventi per lo sviluppo, potenziamento o mantenimento in efficienza delle reti	Adottare una metodologia armonizzata e trasparente per l'analisi costi-benefici o, in alternativa, specificare nel frattempo condizioni univoche di validità o meno - ex ante - delle ACB svolte dalle stazioni appaltanti, quale riferimento uguale per tutti da assumere per la redazione del piano economico-finanziario da allegare all'offerta.
Semplificare il subentro del nuovo gestore	Definire <i>ex ante</i> informazioni operative da rendere disponibili prima della gara e adeguare le tempistiche di subentro e la regolazione alla complessità degli hand over a livello dell'Atem
Rafforzare la competenza e la multidisciplinarietà delle stazioni appaltanti e delle commissioni di gara	Prevedere iniziative istituzionali sistematiche di formazione e creare un elenco dei potenziali commissari di gara, eventualmente articolato per area disciplinare
Missione dei gestori	
Ridefinire l'obiettivo delle gestioni	Ridurre il peso (o addirittura eliminare la menzione esplicita) dell'espansione della rete tra i criteri di valutazione, sia per quanto riguarda la parte economica, sia per quanto riguarda il piano di sviluppo della rete. Le bozze di Decreto Ministeriale attuativo della Legge annuale per la concorrenza 2021 contengono misure utili in tal senso.
Ridefinire l'innovazione tecnologica	Rivedere il DM 226/2011 sostituendo, tra le altre revisioni, l'elenco tassativo degli interventi di innovazione tecnologica con un elenco aperto, da rivedere periodicamente per mano dell'Arera. Lasciare aperta anche la facoltà per i partecipanti alla gara di proporre interventi di innovazione tecnologica ulteriori rispetto a quelli definiti dalla disciplina. In parte questa riforma è indirizzata sulla base di quanto stabilito dalla recente legge annuale per la concorrenza, che attribuisce ai ministeri della Transizione ecologica e degli Affari regionali, sentita l'Arera, di aggiornare il D.M. 226/11, in particolare ridefinendo i criteri per la valutazione dell'innovazione tecnologica. E' importante, in proposito, che vengano individuati criteri relativi non tanto a elementi alla frontiera della R&D, quanto a elementi innovativi più concretamente misurabili allo stato attuale, in maniera semplice e soprattutto raffrontabile tra operatori (es. eventuali miglioramenti in termini di performance/tassi di successo della telelettura effettuata tramite gli smart meter gas; oppure livelli migliorativi rispetto a quelli stabiliti dalla recente regolazione introdotta riguardo la gestione del delta in-out sulle reti di distribuzione). Le bozze di Decreto Ministeriale attuativo della Legge annuale per la concorrenza 2021 contengono misure utili in tal senso.

Orientare l'offerta economica a favore del consumatore	Fissare ex ante i canoni di concessione (in percentuale della remunerazione del capitale di località). Ricondurre le espansioni della rete e gli interventi sull'efficienza energetica unicamente al piano di sviluppo della rete. Focalizzare l'offerta economica sullo sconto tariffario a favore dei consumatori finali, da riconoscere al-meno in parte a favore dei clienti all'interno dell'Atem.
Ruolo delle reti gas nella transizione ecologica	
Consentire il regolare svolgimento delle gare	Predisporre entro il 2025 le regole per l'affidamento delle concessioni per la distribuzione elettrica, come previsto dal decreto Bersani
Promuovere il coordinamento tra reti gas e reti <i>power</i>	Individuare criteri regolatori e possibilmente criteri di valutazione delle offerte in sede di gara per consentire un maggior coordinamento, soprattutto in relazione ai piani di sviluppo delle reti alla luce della crescita della capacità rinnovabile installata
Promuovere la partecipazione alle gare per la distribuzione elettrica e creare i presupposti per forme di concorrenza per confronto	Individuare un congruo numero di Ambiti territoriali minimi su cui riarticolare le concessioni per la distribuzione dell'energia elettrica, aggregando i piccoli e piccolissimi gestori e disaggregando la maggiore concessione

Le ipotesi di intervento riassunte in Tabella 7 sono funzionali a facilitare lo svolgimento delle gare, incentivare la partecipazione, indurre gli enti locali e i gestori a indirizzare la gestione al beneficio dei consumatori e della transizione, e a tenere conto della convergenza tecnologica tra i settori power e gas. Alcuni di questi provvedimenti sono già oggetto di discussione e sono stati in parte recepiti con la legge annuale per la concorrenza approvata nell'agosto 2022 (a cui fa seguito la citata bozza di Decreto Ministeriale). Altri richiedono uno sforzo ulteriore ma riflettono una visione piuttosto condivisa da parte degli operatori e, si può presumere, dei principali stakeholder. Altri ancora sono forse di più difficile realizzazione e sollevano domande profonde non solo in relazione agli interessi direttamente coinvolti, ma anche al disegno del mercato e alla funzione dell'infrastruttura gas nel suo complesso.

È importante, tuttavia, che questi problemi siano esplicitati e discussi, per evitare che – come in parte è accaduto nel caso delle gare gas – riforme impegnative vengano bloccate da dettagli attuativi che poi ne compromettono la realizzazione e le rendono obsolete. Tanto più che già oggi il disegno del decreto Letta, pur attuale nel suo impianto, appare non solo superato sotto alcuni aspetti, ma addirittura introduce in sede di gara incentivi opposti rispetto a quelli di cui il regolatore sta gradualmente informando le scelte in materia tariffaria (e di cui lo stesso Legislatore è consapevole, come mostra l'intervento previsto dalla legge 118/2022). Ne è un ovvio esempio (ma non l'unico) il peso sin qui attribuito in sede di gara all'espansione della rete (forse in via di superamento con il DM Mase che dovrebbe aggiornare il DM 226/2011), a cui fa da contraltare una revisione delle metodologie tariffarie che ha invece come primo obiettivo impedire il sovra-investimento. Un altro esempio è rappresentato dalla giusta preoccupazione del regolatore a impedire la sovra-remunerazione degli investimenti, senza però tenere conto che il meccanismo di gara – il quale scarica de facto l'intero peso della competizione sull'offerta economica – rischia di produrre tassi di rendimento interno assai contenuti e inferiori al passato, quanto meno nei casi in cui la gara è effettivamente partecipata.

Nessuno di questi problemi è di per sé esiziale ma la loro coesistenza rischia di mettere in seria difficoltà un settore che, in questo momento, deve trovare una

rinnovata identità e una funzione evolutiva. Ciascuno di questi problemi può essere risolto – in alcuni casi facilmente e in modo relativamente poco controverso, in altri casi con interventi più profondi e bisognosi di una discussione ampia. Tutti questi problemi devono però essere riconosciuti, resi espliciti e affrontati.

Bibliografia

- Aeeg (2008), Ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione dei bacini ottimali di utenza, Dco 15/2008.
- Anci (2020), Documento metodologico per Analisi costi-benefici per interventi di estensione e sviluppo delle reti di distribuzione del gas naturale, luglio 2020.
- Arera (2021a), Linee guida per lo sviluppo della regolazione Ross-base da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, 615/2021/R/COM.
- Arera (2021b), Infrastrutture del gas naturale: progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi, 2050/2021/R/gas.
- Arera (2022a), Avvio di procedimento per l'attuazione del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 marzo 2022 in materia di opere e infrastrutture necessarie al phase out dell'utilizzo del carbone in Sardegna, 279/2022/R/com.
- Arera (2022b), Progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale, 404/2022/R/gas.
- Beccarello, M. e F. Piron (2008), *La regolazione del mercato del gas naturale*, Soveria Mannelli (CZ): Rubbettino e Facco.
- Beccarello, M. e G. Di Foggia (2023), "Incentivizing Criteria for Steering the Implementation of Gas Distribution Investment Projects", *Modern Economy*, 14(2): 50-65.
- Bitetti, R. e E. Rocca (2015), "Chi non risica rosica. La remunerazione degli operatori di rete nei settori dell'elettricità e del gas", IBL, *Special Report*, 11 giugno 2014.
- Bosetti, S., M. Beccarello, A. Benedetti, G. Cocco, G. Di Foggia, L. Pandini e L. Salomoni (2021), "Proposte per rilanciare il servizio di distribuzione del gas naturale nel mercato energetico italiano", CESISP – Università di Milano Bicocca.
- Cereda, S.C. (2021), "La complessa vicenda dell'alienazione dei cespiti di distribuzione del gas naturale di proprietà degli enti locali: dalla normativa vigente al disegno di legge per la loro valorizzazione", *Diritto dei servizi pubblici*, 17 novembre 2021.
- Cereda, S.C., E.M. Curti e O. Rivolta (2017), *L'affidamento del servizio di distribuzione del gas*, Milano: AnciLab.
- Clarich, M. (2022), "Il rinnovo delle concessioni per la distribuzione elettrica in Italia", *Energia*, 1/2022: 50-55.
- De Klerk Wolters, F.J.A. (2021), "The heralds of hydrogen: The economic sectors that are driving the hydrogen economy in Europe", *OIES Energy Insight*, 82.
- Demsetz, H. (1968), "Why regulate utilities?", *The Journal of Law and Economics*, 11(1): 55-65.
- Dickel, R. (2020), "Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany", *OIES Paper*, NG159.
- Dorigoni, S. (a cura di) (2007), *La riforma della distribuzione del gas in Italia*, Milano: Franco Angeli.
- Dota, S. e A. Di Bari (2018), "Gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale a livello di Ambito Territoriale Minimo (Atem)", *Quaderno Anci*, 15.

- Fan, Z. e S.J. Friedmann (2021), "Low-carbon production of iron and steel: Technology options, economic assessment, and policy", *Joule*, 5(4): 829-862.
- lea (2011), "Are we entering a golden age of gas? Special Report", in *World Energy Outlook 2011*.
- Mise-Mattm-Mit (2019), Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, dicembre 2019.
- Nillesen, P. e M.G. Pollitt (2019), "Ownership Unbundling of Electricity Distribution Networks", *EPRG Working Paper*, 1905.
- Ofgem (2020), RIIO-2 Final Determinations – Core Document, 8 December 2020.
- Oxera (2021), Methodology review for a regulatory framework based on a total expenditure approach (Ross-base), dicembre 2021.
- Piebalgs, A., C. Jones, P.C. Dos Reis, G. Soroush e J.-M. Glachant (2020), "Cost-effective decarbonization study", Robert Schuman Centre for Advanced Studies, *Research Report*, novembre 2020.
- Repetto, G.P. (2021), "Stato dell'arte della distribuzione elettrica in Italia", *Energia*, 1/2021: 52-57.
- Stagnaro, C. (2021), "Distribuzione elettrica: pluralismo o monopolio?", *Energia*, 1/2021: 68-73.
- Uni (2019), "Piattaforma delle competenze per la valutazione tecnica di un progetto di gara d'ambito nel settore del gas naturale", *Prassi di riferimento*, 72.
- Williamson, O.E. (1976), "Franchise bidding for natural monopolies – in general and with respect to CATV", *The Bell Journal of Economics*, 7(1): 73-104.

IBL Special Report

Chi Siamo

L'Istituto Bruno Leoni (IBL), intitolato al grande giurista e filosofo torinese, nasce con l'ambizione di stimolare il dibattito pubblico, in Italia, promuovendo in modo puntuale e rigoroso un punto di vista autenticamente liberale. L'IBL intende studiare, promuovere e diffondere gli ideali del mercato, della proprietà privata, e della libertà di scambio. Attraverso la pubblicazione di libri (sia di taglio accademico, sia divulgativi), l'organizzazione di convegni, la diffusione di articoli sulla stampa nazionale e internazionale, l'elaborazione di brevi studi e briefing papers, l'IBL mira ad orientare il processo decisionale, ad informare al meglio la pubblica opinione, a crescere una nuova generazione di intellettuali e studiosi sensibili alle ragioni della libertà.

Cosa Vogliamo

La nostra filosofia è conosciuta sotto molte etichette: "liberale", "liberista", "individualista", "libertaria". I nomi non contano. Ciò che importa è che a orientare la nostra azione è la fedeltà a quello che Lord Acton ha definito "il fine politico supremo": la libertà individuale. In un'epoca nella quale i nemici della libertà sembrano acquistare nuovo vigore, l'IBL vuole promuovere le ragioni della libertà attraverso studi e ricerche puntuali e rigorosi, ma al contempo scevri da ogni tecnicismo.