



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Tecnica e Gestione dei Sistemi Industriali
Corso di laurea in Ingegneria Gestionale

Tesi di Laurea Magistrale

APPLICAZIONE DEL METODO ABC PER IL
CALCOLO DEI COSTI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS
NATURALE: IL CASO MEGARETI S.P.A.

Relatore:

Ch.mo Prof. ENRICO SCARSO

Laureando:

DAVIDE FERRARI

Anno accademico 2018-2019

A Rosanna, Silvia e Alessia.

Sommario

Il presente elaborato si propone di descrivere nel dettaglio l'applicazione della metodologia di ripartizione dei costi basata sulle attività, o Activity-Based Costing, nel caso di aziende fornitrici di servizi.

In particolare, viene preso in considerazione il caso studio dell'azienda Megareti Spa, impresa distributrice di energia elettrica e gas naturale prevalentemente nel territorio veronese.

L'obiettivo della relazione è dimostrare i reali vantaggi che questo metodo di ripartizione può garantire, anche per aziende appartenenti a questa categoria, dimostrandone la possibile applicazione pratica mediante la creazione di uno strumento informatico per il calcolo dei costi di distribuzione del gas naturale.

Il primo capitolo mira ad introdurre il contesto della distribuzione del gas naturale, definendone le caratteristiche principali e le normative che hanno permesso di strutturare il sistema delle gare di concessione ad evidenza pubblica.

Nel secondo capitolo vengono descritti i fondamenti teorici sui quali è basato tutto il ragionamento, descrivendo in particolare la metodologia dei centri di costo ed il metodo ABC.

Il terzo capitolo si occupa di introdurre l'azienda Megareti ed il caso studio in questione, focalizzandosi sugli obiettivi, sulle premesse e sulla costruzione del Team di progetto.

Infine, nel quarto ed ultimo capitolo vengono analizzati tutti i passaggi che hanno portato alla costruzione della nuova metodologia di ripartizione, descrivendo, inoltre, la struttura dell'applicativo Excel creato per calcolare i costi di distribuzione del gas naturale sfruttando la ripartizione sulle attività.

Nelle conclusioni sono riportati i risultati raggiunti ed i vantaggi che l'azienda ha conseguito grazie al progetto presentato.

Vengono inoltre prese in considerazione le difficoltà incontrate ed i possibili punti di miglioramento nell'applicazione della metodologia e dello strumento.

Indice

INTRODUZIONE	1
CAPITOLO 1:	
LE GARE D'AMBITO GAS	3
1.1 La liberalizzazione del settore gas	3
1.1.1 La struttura della filiera del gas	4
1.1.2 Il contesto normativo	7
1.1.3 Le motivazioni della liberalizzazione	17
1.2 Effetti della liberalizzazione sulla fase di distribuzione del gas	22
1.2.1 Riduzione degli operatori	22
1.2.2 La separazione proprietaria	27
1.2.3 Tariffe di distribuzione e codice di rete	31
1.3 Le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale	35
1.3.1 Il quadro normativo delle gare	36
1.3.2 Il regolamento delle gare	42
1.3.3 Riflessioni sugli effetti della riforma degli ATEM	49
CAPITOLO 2:	
FONDAMENTI TEORICI UTILI PER IL CALCOLO DEI COSTI OPERATIVI	55
2.1 Costi e metodi di ripartizione	55
2.1.1 Concetto di costo: definizioni fondamentali	56
2.1.2 Il metodo dei centri di costo	59
2.2 Il metodo ABC	65

CAPITOLO 3:	
IL CASO STUDIO MEGARETI SPA	83
3.1 AGSM e Megareti Spa	83
3.2 Le gare ad ambito gas in Megareti	89
3.3 Team di progetto e responsabilità	94
CAPITOLO 4:	
LA NUOVA RIPARTIZIONE DEI COSTI E LA CREAZIONE DELL'APPLICATIVO EXCEL	101
4.1 Il passaggio alla ripartizione dei costi basata sulle attività	101
4.1.1 La fase di raccolta dei dati	102
4.1.2 Determinazione dei driver di costo e delle attività	115
4.2 L'applicativo per il calcolo dei costi di distribuzione del gas	124
4.2.1 Obiettivi , caratteristiche e vantaggi dell'applicativo	124
4.2.2 La struttura dell'applicativo	126
CONCLUSIONI	135
BIBLIOGRAFIA	137
SITOGRAFIA	139

Introduzione

La scelta della metodologia più adeguata per la ripartizione dei costi aziendali sul prodotto finito, al fine di determinarne un possibile prezzo di vendita ed il relativo margine, rappresenta un nodo fondamentale per tutte le imprese manifatturiere.

Tale necessità si pone anche alle aziende fornitrici di servizi, come la distribuzione di energia elettrica e gas naturale, al fine di quantificare il reale costo di distribuzione dell'energia e, soprattutto, motivarne la validità.

Le recenti normative riguardanti il servizio di distribuzione di energia elettrica e gas naturale hanno introdotto un sistema di concessione dell'attività alle imprese distributrici mediante gara ad evidenza pubblica.

Ciò ha imposto l'obbligo, per le aziende, di redigere una documentazione da presentare all'ente appaltante, nella quale esprimere tutti i costi relativi alla gestione di un determinato ambito territoriale e motivare tutte le voci di costo emergenti durante gli anni di concessione.

Per questo motivo, per imprese come Megareti S.p.a. è stato necessario adottare una metodologia di ripartizione dei costi adeguata a garantire dati ed informazioni precise ed aggiornate, in modo tale da avere maggiori possibilità di ottenere la concessione per la distribuzione in un dato ambito territoriale.

Nel caso studio presentato in questo elaborato, la metodologia individuata per la gestione ottimale dei costi inerenti il servizio di distribuzione del gas naturale è la ripartizione basata sulle attività, ovvero il metodo ABC.

Un primo obiettivo di questa relazione è quindi dimostrare come l'applicazione di tale strategia di imputazione dei costi abbia permesso a Megareti di ottenere una quantificazione dei costi di distribuzione più corretta e veritiera rispetto al passato, permettendo di estendere il ragionamento a tutte le imprese medio-piccole operanti nello stesso settore.

Oltre i vantaggi citati precedentemente, questa gestione dei costi aziendali ha posto le basi per la creazione di un applicativo informatico in grado di tradurre nella pratica i ragionamenti sottostanti la nuova metodologia di ripartizione.

Di conseguenza, un ulteriore obiettivo dell'elaborato è descrivere la costruzione dello strumento per il calcolo dei costi inerenti la distribuzione del gas naturale, dimostrarne i vantaggi prestazionali rispetto ai procedimenti precedenti e l'applicabilità in contesti aziendali diversi da quello illustrato in questa sede.

Pertanto, quanto presentato in questa relazione non è solo l'applicabilità della metodologia di ripartizione dei costi sulle attività in contesti di aziende operanti su commessa, bensì la possibilità di creare uno strumento utile per tutte le medio-piccole aziende del settore, che rispecchi esattamente la struttura di ripartizione del metodo ABC.

CAPITOLO 1:

Le gare d'ambito gas

In questo primo capitolo si andrà a definire nel dettaglio il contesto delle gare d'ambito gas, partendo dal processo di liberalizzazione del settore del gas, considerandone le implicazioni, fino a giungere alla situazione attuale ed alle previsioni per l'imminente futuro. L'obiettivo è analizzare il processo normativo che ha portato alla nascita delle gare d'ambito, tenendo in considerazione lo scopo iniziale sottostante e la struttura intrinseca delle gare stesse, al fine di ottenere una visione più ampia e dettagliata utile per comprendere a fondo il caso aziendale presentato nel capitolo finale. Nella stesura di questo capitolo sono stati utilizzati documenti privati dell'azienda ospitante lo stagista, come suggerimento teorico e fondamento per i successivi argomenti trattati.

1.1 La liberalizzazione del settore gas

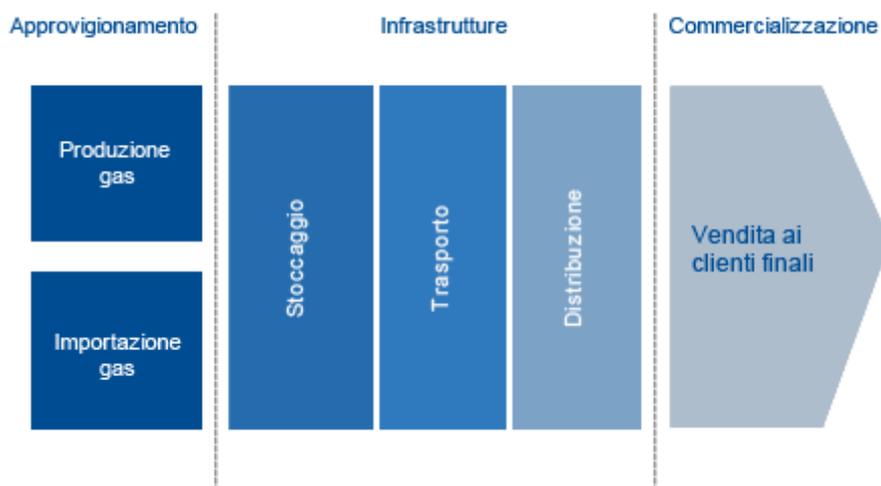
Negli ultimi anni il settore del gas è stato oggetto di un'importante spinta mirata alla creazione di un mercato unico a livello europeo, mediante una modifica molto marcata del settore e dall'assunzione di una politica di liberalizzazione molto profonda. Al fine di raggiungere tale desiderio, vennero predisposte strategie focalizzate ad obiettivi fondamentali come la sicurezza della domanda, la riduzione delle emissioni, il diritto di scelta del consumatore del proprio fornitore e la sicurezza degli obiettivi. In questo primo paragrafo si andrà ad analizzare in prima istanza la struttura della filiera del gas, per poi focalizzarsi sul contesto normativo ed infine sulle motivazioni politico-economiche sottostanti il processo di liberalizzazione del settore, in modo da fornire un esauriente quadro di riferimento su cui sviluppare poi gli argomenti successivi.

1.1.1 La struttura della filiera del gas

Per capire a fondo le conseguenze che la liberalizzazione ha comportato sulla fase di distribuzione del gas in quanto ad efficienza, concorrenzialità e complessità, risulta necessaria un'analisi sulla filiera stessa del gas naturale, ovvero sull'insieme delle attività svolte dalla fase di estrazione dai giacimenti produttivi a quella del consumo finale. Il servizio di distribuzione del gas naturale in Italia comprende 21,5 milioni di punti di riconsegna attivi, per un totale di 6700 comuni serviti su 7900, con una rete di distribuzione del gas caratterizzata da un'estensione di ormai più di 260.000 chilometri.¹

Le attività che strutturano la filiera del gas sono cinque e possono essere divise in tre fasi principali (fig. 1.1):

Figura 1.1: Struttura della filiera del gas. (fonte: www.utilita.com)



❖ APPROVVIGIONAMENTO

È la fase a monte della filiera, relativa all'acquisizione delle risorse. Risulta composta da due attività, entrambe completamente liberalizzate: produzione interna

¹ Arera, 7 maggio 2019, Documento per consultazione 170/2019/R/gas.

e importazione. Rappresenta il reperimento della quantità di gas necessaria per il soddisfacimento del fabbisogno energetico di un paese. Per quanto riguarda l'Italia, l'importazione resta la fonte primaria in quanto ad approvvigionamento.

❖ INFRASTRUTTURE

Questa fase comprende lo stoccaggio, il trasporto e la distribuzione primaria. Tutte queste attività compongono la struttura della rete, la quale è caratterizzata da diverse tipologie di componenti, che possono essere definiti primari, come stazioni di compressione e tubi, o secondari, hub e siti di stoccaggio.

Vengono ora definite nel dettaglio le tre attività specifiche.

- Nella fase dello stoccaggio il gas viene raccolto e mantenuto disponibile allo scopo di bilanciare domanda e offerta, riuscendo a limitare gli effetti negativi della variabilità durante le stagioni, incrementati anche dall'andamento ciclico della domanda. Il gas viene infatti depositato in strutture apposite nel sottosuolo per poi essere reimesso in rete in base alle richieste derivanti dal mercato. La gestione di questa fase è organizzata mediante concessioni di licenze di durata di trenta anni, le quali possono essere prorogate non più di una volta e per dieci anni, e che vengono stipulate dal Ministero dello sviluppo economico sulla base di riconosciute capacità tecniche, economiche e organizzative².
- l'attività di trasporto primario consiste nel trasferimento dai luoghi di produzione o di stoccaggio alle entrate dei punti di raccordo con la rete a bassa pressione cioè i punti di riconsegna, o PDR, della rete regionale. Il gas viene quindi trasportato allo stato gassoso mediante gasdotti che possono essere interrati sottoterra o posati sui fondali marini. Il sistema nazionale di trasporto, che assicura la distribuzione del gas mediante una rete di gasdotti ad alta e media pressione, ha una lunghezza di circa 35.000 km, di cui il 93% appartiene a Snam rete Gas³.

² Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 11 e successive modifiche. Legge 17 dicembre 2012, n. 221

³ Arera, 2018, Dati operatori del trasporto del gas naturale.

➤ la distribuzione consiste nel trasporto del gas alle utenze per conto dei venditori su reti locali a bassa pressione. Il gas viene trasportato nelle condutture tramite l'azione di una pressione costante, più elevata nel caso della distribuzione primaria alle utenze industriali, termoelettriche e aziende di distribuzione civile, ed invece ridotta per la distribuzione secondaria all'utenza civile che utilizza il gas per uso domestico, in base alla natura del cliente finale. Grazie ad impianti di riduzione e misura del gas è effettuata la connessione tra le reti di distribuzione secondaria e le reti nazionali di trasporto, che gestiscono la diffusione del gas naturale a tutte le utenze. Il distributore si occupa della connessione del cliente alla rete di distribuzione, essendo responsabile delle attività di allacciamento, controllo e misurazione dell'erogazione, cioè di gestione del contatore e di attività di misura. La concessione per la gestione della rete locale di distribuzione avviene tramite gara ad evidenza pubblica, indetta dagli enti locali e gestita dalle Stazioni Appaltanti, e ha una durata di dodici anni. La sfida maggiore riguardante lo sviluppo dell'attività di distribuzione è stata il rispettare le necessità dettate dalla natura di monopolio naturale della fase di distribuzione riuscendo a perseguire l'obiettivo di maggiore concorrenzialità del mercato.

❖ COMMERCIALIZZAZIONE

La fase più a valle è costituita dalla vendita. Si occupa della consegna del gas agli utenti allacciati alla rete e si relaziona con i gestori mediante l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, o ARERA, che ha il ruolo di stabilire le condizioni e le tariffe di trasporto. Le società di vendita, a parità di condizioni⁴, possono utilizzare le reti di distribuzione dei distributori, in modo tale da poter comunicare direttamente con il cliente. Negli anni questa fase della filiera è sempre stata intesa come combinazione dei servizi di distribuzione e di vendita, ma, a causa delle diverse forme di mercato rappresentative delle due attività, recentemente è stata perseguita una politica di riorganizzazione della fase stessa. Infatti, dal

⁴ Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 17.

momento che l'attività di distribuzione è ritenuta un monopolio locale mentre quella di vendita molto più simile ad una concorrenza di mercato, è stato necessario implementare l'obbligo di separazione tra queste due attività, in modo da scindere le due realtà e facilitare l'identificazione di responsabilità e doveri. Grazie a questo procedimento, chiamato "unbundling funzionale", il legislatore della rete ha tentato di ridurre relazioni opportunistiche tra società di distribuzione e vendita appartenenti alla stessa casa principale, come ad esempio il passaggio di informazioni e documenti confidenziali che possano predisporre la società collegata in una posizione di vantaggio nel confronto di altre società di vendita. Nella realtà la risposta delle società è stata completamente diversa da quella sperata, dal momento che negli anni sono aumentate notevolmente le fusioni tra le aziende responsabili delle fasi a valle, le aziende straniere interessate alle concessioni italiane e le aziende presenti in tutte le varie fasi della filiera, come per l'esempio di Enel. Tutto ciò ha portato ad una riduzione del numero di società presenti nelle fasi a valle della filiera, ma di un loro aumento in capacità di gestione, e ad un più elevato livello di integrazione nelle fasi stesse. Come conseguenza, l'obiettivo del legislatore è stato solo apparentemente raggiunto, dal momento che, grazie ad azioni come quelle descritte in precedenza, le varie fasi a valle della filiera sono state accreditate a società differenti, ma sempre appartenenti allo stesso gruppo principale.

1.1.2 Il contesto normativo

Con lo scopo di definire le regole generali di gestione del settore ed i comportamenti stringenti che le società dovrebbero rispettare, e per perseguire l'obiettivo di separazione delle fasi voluto dal legislatore, dagli anni 90' fino ad oggi si sono susseguite diverse normative mirate a indicare le strategie essenziali per il raggiungimento della situazione ottimale. Sono quattro le direttive principali e fondamentali che hanno definito le basi per la regolamentazione del settore, mentre i decreti degli ultimi anni si sono occupati solamente di modifiche e aggiornamenti della

situazione vigente, con una focalizzazione di riguardo per le continue proroghe delle pubblicazioni dei bandi di gara, che verranno analizzate nel dettaglio prossimi paragrafi.

❖ LA DIRETTIVA EUROPEA 98/30/CE

La direttiva 98/30/CE costituisce la base per le normative e le regolamentazioni riguardanti la struttura e lo sviluppo del settore, la tipologia di organizzazione della rete, e le modalità per il rilascio delle autorizzazioni e per l'accesso al mercato del gas. L'obiettivo principale di questa normativa è l'eliminazione delle situazioni di monopolio nelle varie nazioni europee per quanto riguarda il settore del gas, cercando di arrivare a delle attività il più possibile di servizio pubblico. Per quanto riguarda gli scopi secondari invece, oltre alla ricerca continua di una maggiore efficienza di gestione, molto importanti si sono rivelati la riduzione dei costi e delle tariffe per i costi di servizio e il bilanciamento con i prezzi delle eventuali fonti alternative al mercato del gas, mentre la ricerca dell'ottenimento di un mercato il più possibile concorrenziale ha avuto come implicazione un aumento dell'interesse dei privati. Queste soluzioni hanno comportato un miglioramento generalizzato del settore. Oltre a tutto ciò, si dimostra rilevante una maggiore uguaglianza per quanto riguarda i servizi tecnici e qualitativi tra i vari Stati europei, in modo da ottenere dei valori di riferimento stabili e sicuri, che possano permettere confronti facilitati e comunicazioni più semplici, soprattutto a causa delle sempre più frequenti presenze di società straniere responsabili delle fasi a valle della filiera nelle varie nazioni. Inoltre, ogni Stato membro deve definire i "clienti idonei", ovvero quei clienti che, all'interno del territorio della nazione, posseggono i requisiti per richiedere contratti per il gas naturale e quindi negoziare l'accesso al sistema⁵. Questo in relazione al principio di sussidiarietà, ovvero la possibilità per gli Stati membri di focalizzarsi sulle caratteristiche specifiche e uniche dei propri contesti nazionali pur sostenendo a livello di sistema europeo scopi generali di miglioramento e sempre perseguendo l'applicazione del concetto di liberalizzazione del settore in maniera simile e controllata in tutti i diversi contesti.

⁵ Arera, Direttiva Europea 98/30/CE, art. 18, comma 1.

Un ulteriore ambito è quello relativo alle modalità di accesso da parte di terzi al sistema, che possono essere garantite solamente previa una riduzione e un alleggerimento delle limitazioni all'entrata. Anche in relazione a questo tema è stata concessa ampia autonomia agli Stati membri, nel rispetto però di criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori⁶. Due sono le possibilità di accesso per utenti terzi al sistema: accesso negoziato o accesso regolamentato. Per quanto riguarda il negoziato, esiste la possibilità per i clienti e i fornitori del trasporto di stabilire, mediante relazioni tra loro, degli accordi commerciali volontari atti a definire in modo chiaro dei contratti di fornitura adeguati ad entrambe le parti. Ovviamente lo Stato in questione deve garantire la fattibilità di questa relazione, occupandosi della gestione di tutto il necessario a tale scopo. Per quanto riguarda invece l'accesso regolamentato, esso impone che la relazione non sia più volontaria, bensì che il cliente interessato ad un sistema in particolare possa richiedere l'accesso, mentre le imprese di trasporto debbano prendersi carico della richiesta, fornendo l'accesso e proponendo delle tariffe regolamentate per i clienti. Risulta chiaro che tali clienti idonei non siano vincolati al proprietario e/o gestore del sistema o ad un'impresa collegata, ma possano scegliere la fornitura di servizi preferita in base alle loro caratteristiche, necessità e le tariffe proposte⁷. Per quanto riguarda le imprese, esse possono rifiutarsi di concedere il servizio solamente se caratterizzate da situazioni complicate dal punto di vista economico-finanziario, oppure se la loro capacità non risulti sufficiente per garantire la fornitura ai clienti e, di conseguenza, non possano svolgere i loro obblighi pubblici a causa dell'accesso al sistema.

La normativa conclude sottolineando e dettagliando l'unbundling contabile, nello specifico definisce l'importanza della separazione tra le fasi anche dal punto di vista informativo, sempre per garantire la concorrenzialità del mercato. Di conseguenza l'impresa è tenuta a scindere le informazioni contabili di tutte le varie fasi della filiera, comprendendo anche quelle esterne ad essa, tentando di limitare al minimo eventuali comportamenti opportunistici ed invece rispettare le direttive fornite dalle successive normative.

⁶ Arera, Direttiva Europea 98/30/CE, art. 14.

⁷ Arera, Direttiva Europea 98/30/CE, art. 15 e 16.

❖ IL DECRETO LETTA

In risposta alla Direttiva europea sovra-citata, in Italia è stata stilata la legge delega n.144/99 che, con l'articolo 41, prevedeva l'emanazione del Decreto Legislativo n. 164 del 23 maggio 2000, noto anche come Decreto Letta. Questa normativa non solo rispetta tutti i vincoli predisposti dalla direttiva europea, ma anzi anticipa numerosi accorgimenti che verranno introdotti nelle successive revisioni. In particolare, essa prevede di modificare la situazione italiana, che negli anni 2000 vedeva un monopolio nelle fasi di approvvigionamento e trasporto e una eterogenea distribuzione divisa in molti monopoli locali.

Nel 1998 il fabbisogno totale di gas naturale era pari a circa 62 miliardi di metri cubi di cui circa il 30% era soddisfatto da produzione interna, mentre il 70% era importato. L'89% della produzione interna era effettuato da Agip, ex società del gruppo Eni, e del restante 11% il 9,5% veniva effettuato da Edison Gas. Il gruppo Eni era responsabile di circa il 90% delle importazioni. Questi dati dimostrano che circa il 90% dell'approvvigionamento totale era realizzata dall'Eni, una società controllata dal Tesoro nonostante il collocamento sul mercato del 64,6% del capitale sociale, e controllante di società come Snam, cioè l'operatore dominante nel trasporto, nel dispacciamento, nella distribuzione primaria ai clienti industriali e termoelettrici e nello stoccaggio, e Italgas monopolista nella vendita⁸.

Come è già stato ripetuto più volte all'interno di questo capitolo, il desiderio cardine di queste prime direttive è quello di rendere il mercato più concorrenziale in tutte le sue fasi e, in particolare per quanto riguarda l'Italia, tentare di ridurre il potere di Eni al fine di incrementare il numero di contendenti nelle varie fasi della filiera del gas e di creare un mercato regolamentato soprattutto per le fasi di trasporto e distribuzione.

Si può quindi riassumere l'intento di questo decreto riportando le seguenti parole: “nei limiti delle disposizioni del presente decreto le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato, sono libere”⁹.

⁸ www.confindustria.it

⁹ Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 1.

Nel dettaglio, sempre allo scopo di incrementare la concorrenza, sono state imposte alle imprese delle norme che ne limitassero la possibilità di relazione e accordo, che denunciassero l'utilizzo esagerato del potere fornito da una situazione di monopolio e che promuovessero iniziative di concentrazione delle imprese stesse. Inoltre, allo scopo di diminuire gli elementi favorevoli causati da situazioni di monopolio e tentare di migliorare le condizioni delle rimanenti imprese concorrenti, tale decreto impone delle soglie massime al livello di possibile vendita o importazione del gas, rappresentando così una netta presa di posizione in merito a tali argomenti¹⁰.

Un ulteriore obiettivo, secondario rispetto a quello già citato ma comunque molto ricercato, è la separazione delle fasi della filiera del gas, con focalizzazione, come visto in precedenza, sulle fasi di distribuzione e di vendita.

Come riporta il decreto infatti, a partire dal primo gennaio 2002:

- le società operanti l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale devono risultare separate dalle società operanti in tutte le altre fasi, tranne per la fase di stoccaggio, dal momento che in questo caso la separazione deve essere presente solamente dal punto di vista della contabilità e della organizzazione;
- le società operanti l'attività di distribuzione del gas devono risultare separate dalle società operanti in tutte le altre fasi;
- per quanto divulgato dai commi 2 e 3, a partire dal primo gennaio 2003 le fasi di distribuzione e di vendita devono essere gestite da società separate tra loro, nel caso di imprese operanti nel settore del gas ma limitatamente a tali fasi e con un bacino di utenti finali non superiore alle centomila unità¹¹.

Come prova dell'importanza che questi temi rappresentano per il legislatore, il decreto introduce una nuova questione a proposito dei requisiti per la definizione dei clienti idonei, indicando come primo gennaio 2003 la data di inizio del diritto, per tutti i clienti, di selezionare il fornitore preferenziale¹². Tutto ciò comporta un notevole passo verso il raggiungimento di un mercato sempre più eterogeneo e

¹⁰ Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 19.

¹¹ Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 21, comma 1, 2 e 4.

¹² Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 22, comma 2.

caratterizzato dalla possibilità di essere competitivi per tutti gli enti presenti sul mercato. Ad ulteriore testimonianza di ciò, la spinta sempre più elevata all'introduzione del solo accesso regolamentato comporta non solamente una gestione più accurata della rete e dei prezzi, ma soprattutto la limitazione di rapporti unilaterali tra cliente e fornitore, concedendo una gamma di scelta sempre più elevata e a prezzi sempre competitivi.

Ovviamente tali direttive imposte al mercato devono essere controllate da un organismo in grado di proteggere gli utenti da comportamenti errati da parte dei fornitori. Tale responsabilità ricade sull'ARERA, che deve "garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nonché assicurare adeguati livelli di qualità nei servizi, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori"¹³. Come organismo regolatore è caratterizzato da piena indipendenza per quanto riguarda la gestione delle proprie procedure, attività e contabilità ed anche dal punto di vista delle considerazioni riguardanti eventuali problematiche e delle decisioni da prendere in conseguenza di esse. Riassumendo, essa possiede piena libertà di azione nei confronti del mercato, in particolare se si considera che su di essa ricadono le decisioni in ambito di definizione delle tariffe base sul mercato, dei livelli di qualità necessari dei servizi proposti e delle condizioni tecniche di accesso alla rete.

❖ LA DIRETTIVA 03/55/CE

Può essere intesa come una direttiva aggiornata della 98/30/CE, che ne preserva l'architettura e gli obiettivi di base, ma mira a specificare in maggior dettaglio alcuni temi. Viene introdotta il 4 agosto del 2003 con l'intento generale di ampliare i risultati ottenuti nei vari Stati, per quanto riguarda il processo di liberalizzazione, anche a livello europeo, in modo da ottenere un riconoscimento e un'unione più stabili tra gli stessi Stati membri.

Proprio per inseguire questo intento tale direttiva impone una data limite per la completa liberalizzazione del settore del gas, esibendo quindi il desiderio di non

¹³ Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Legge n. 481/1995.

interrompere il processo a causa di problematiche o rimostranze portate dalle imprese, e di proseguire in modo incondizionato sulla strada stabilita. Dal primo luglio 2007 infatti, viene decretato che tutti gli utenti diverranno clienti idonei, posticipando quindi le tempistiche introdotte dal Decreto Letta, ed ulteriormente che dal primo luglio 2004 lo diverranno tutti gli utenti non civili¹⁴.

Si può quindi notare come il Decreto Letta avesse già anticipato nel 2000 tematiche rilevanti introdotte a livello europeo solamente 3 anni più tardi, ed un'ulteriore caso è stato quello dell'obbligo di passaggio da accesso negoziato ad accesso regolato per tutti gli Stati membri, con conseguente riduzione delle relazioni unilaterali tra clienti e fornitori e incremento della concorrenza nei mercati nazionali, ma anche e soprattutto nel mercato europeo con l'aumento dell'influenza delle imprese straniere.

Per quanto riguarda il tema dell'unbundling, la separazione contabile è affiancata da quella funzionale e giuridica in quanto alle fasi di trasporto e distribuzione, nella ricerca non solo di prevenzione da comportamenti opportunistici delle imprese e dall'integrazione troppo spinta delle società, ma anche di garanzie e protezioni del cliente finale nei confronti del mercato. Quest'ultimo tema risulta fondamentale nella nuova direttiva europea, dal momento che la separazione non viene più considerata solamente come strumento per favorire la concorrenza e prevenire da azioni irregolari delle imprese, ma soprattutto come barriera di tutela dei consumatori per garantirne la protezione e la continuità della fornitura, per fornire maggiore chiarezza riguardo le condizioni contrattuali e per rendere possibile in ogni momento il cambio di fornitura per i clienti idonei¹⁵. In tal modo, incrementando la possibilità che i clienti cambino fornitore facilmente e riducendo la dipendenza dei consumatori da una ben determinata società, si avvicina ancora di più l'idea di un mercato governato unicamente dalla concorrenza, in cui nessuna impresa possa interpretare il ruolo di monopolista assoluto.

Infine, questa direttiva conclude determinando delle indicazioni specifiche per quanto riguarda l'Autorità, ovvero le impone il divieto di qualsiasi relazione o collegamento con le imprese del gas, in modo tale da evitare qualsiasi influenza

¹⁴ Arera, Direttiva Europea 2003/55/CE, art. 23.

¹⁵ Arera, Direttiva Europea 2003/55/CE, art. 3, comma 3.

nelle sue decisioni e garantire uniformità e trasparenza di giudizio, preservando un buon sviluppo ed una adeguata crescita del mercato concorrenziale. Oltre a questo, essa definisce e conferma le procedure necessarie per l'accesso alle reti nazionali e le tariffe di trasporto e distribuzione¹⁶.

Una nota a parte può essere fatta sulla Legge Marzano, o legge 23 agosto 2004 n. 239, la quale individua lo Stato come responsabile della gestione ed organizzazione della strategia energetica della nazione, al fine di arrivare ad una schematizzazione completa ed efficace del settore energetico, e delega il Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia¹⁷.

❖ IL TERZO “PACCHETTO ENERGIA”

Il terzo “pacchetto energia” definisce cinque direttive, delle quali solamente una interessa il mercato del gas. Nonostante le normative introdotte precedentemente e già esaminate in questo paragrafo, non sono stati raggiunti risultati adeguati in riferimento alla concorrenza di mercato, alla spinta all'entrata di nuovi potenziali fornitori e alla sicurezza riguardo la completa libertà di scelta dei clienti del proprio fornitore. Come conseguenza di ciò, è stata implementata la direttiva 2009/73/CE, il 13 luglio 2009, che prende il seguito della precedente direttiva europea e definisce nuove norme per il settore del gas naturale¹⁸. Lo scopo principale di questa normativa è il raggiungimento di quella liberalizzazione tanto cercata, in particolare attraverso la divisione spinta tra il proprietario e il responsabile della rete e mediante l'incremento della forza e dell'autorità degli organi di regolamentazione di ogni nazione, in modo da ottenere una situazione completamente libera per i clienti di scegliere il proprio fornitore e per i fornitori stessi di poter garantire il servizio in modo flessibile ed economico.

A tal proposito essa cerca di separare definitivamente le fasi a monte della filiera, ovvero produzione, importazione e fornitura, dalla fase di trasporto, così da rendere una volta per tutte impossibile l'avvenire di episodi controversi riguardo le relazioni tra fornitori e utenti e comportamenti anticoncorrenziali e mirati a minare la

¹⁶ G. FALESCHINI, *Il quadro normativo nel settore del gas naturale*, www.ambientediritto.com.

¹⁷ *Mise*, Legge 23 agosto 2004, n. 239.

¹⁸ *Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea*, Direttiva Europea 2009/73/CE.

sicurezza del servizio per i clienti. Per ottenere tali obiettivi, essa propone due tipologie di divisione: la separazione proprietaria e la separazione funzionale. Per quanto riguarda la separazione proprietaria, si implica la possibilità per lo Stato di decidere tra due alternative: Ownership Unbundling, ovvero una divisione tra le imprese operanti nelle fasi di approvvigionamento, produzione e vendita e i responsabili delle reti che organizzano i tipi di trasporto¹⁹, o Independent System Operator (ISO), ovvero la definizione di un responsabile autonomo da parte del dirigente del sistema di trasporto²⁰.

Per quanto riguarda invece la separazione funzionale il termine utilizzato è Independent Transmission Operator (ITO) e determina che, in situazioni in cui si possa dichiarare l'indipendenza funzionale e decisionale del responsabile dei sistemi, esista la possibilità per le imprese di non dividere la proprietà dalla gestione²¹.

Come si può notare la posizione dell'Autorità risulta determinante per entrambe le forme di separazione, sia nel caso dell'ITO che dell'ISO, in quanto al mantenere e preservare le garanzie per i clienti, assicurare la corretta forma di mercato e incentivare lo sviluppo sostenibile del sistema. Nel caso la situazione non verta in tal senso, essa è responsabile del miglioramento delle condizioni di mercato e del tentativo di livellare adeguatamente le garanzie assicurate ai clienti.

Questa normativa europea è stata completamente rispettata anche nella nostra nazione, tradotta con il Decreto Legislativo 93/2011, assicurando tutte le disposizioni citate in tale normativa e evidenziando in particolar modo il ruolo fondamentale dell'Autorità.

❖ NORMATIVE SUCCESSIVE

Durante gli anni successivi suddette normative sono state più volte oggetto di revisioni e modifiche al fine di aggiornare la regolamentazione nel tempo e risolvere eventuali problemi e contraddizioni verificatesi.

¹⁹ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Direttiva Europea 2009/73/CE, art. 9.

²⁰ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Direttiva Europea 2009/73/CE, art. 14.

²¹ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Direttiva Europea 2009/73/CE, art. 18.

- Decreto Legislativo 22 giugno 2012, del quale l'articolo 37, "Disciplina delle gare per la distribuzione di gas naturale e nel settore idroelettrico", nel primo comma modifica gli articoli 14 e 15 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 relativamente alla partecipazione alle gare di distribuzione del gas, consentendo la partecipazione alle prime gare successive al periodo transitorio anche a soggetti che non appartengono a gruppi societari che gestiscono servizi pubblici locali in virtù di procedure non ad evidenza pubblica. Inoltre, chiarisce che sono fatti salvi gli ambiti determinati con i precedenti decreti e gli obblighi in materia di tutela dell'occupazione, che quindi non possono essere elemento di valutazione dell'offerta²².

- Decreto Legislativo 21 giugno 2013, del quale l'articolo 4, "Norme in materia di concorrenza nel mercato del gas naturale e nei carburanti", nei commi 2, 4 e 5 rende vincolanti i termini del regolamento n. 226 del 2011 per l'effettuazione delle gare di distribuzione del gas naturale, prevedendo anche penalizzazioni in caso di mancato rispetto di tali termini. Inoltre, è previsto, in caso di inerzia anche della Regione ad esercitare il potere sostitutivo, l'intervento del Ministero dello sviluppo economico. Il comma 3 prevede la nomina della stazione appaltante con maggioranza qualificata dei comuni d'ambito, qualora nell'ambito non sia presente il comune capoluogo di provincia, e una proroga dei termini dell'intervento sostitutivo della Regione per gli ambiti con termini già scaduti o con scadenza ravvicinata²³.

- Decreto Ministeriale 20 maggio 2015, regolamento che introduce modifiche al Decreto Ministeriale n. 226/2011 per renderlo congruente con le novità legislative intervenute dopo la sua emanazione e definisce le modalità operative da seguire per il rispetto del criterio di gara relativo agli interventi di efficienza energetica nell'ambito, determinando il regolamento dei criteri di gara, il bando di gara e il disciplinare di gara²⁴.

²² Mise, Decreto Legislativo 22 giugno 2012, art. 37.

²³ Mise, Decreto Legislativo 21 giugno 2013, art. 4, comma 2, 3, 4 e 5.

²⁴ Mise, Decreto Ministeriale 20 maggio 2015.

- Decreti Legislativi 31 dicembre 2014, 30 dicembre 2015 e 30 dicembre 2016, inerenti a proroghe di termini previsti da disposizioni legislative, date aggiornate per l'intervento sostitutivo della Regione e proroghe per le pubblicazioni dei bandi di gara per gli ambiti territoriali in cui sono presenti comuni terremotati²⁵.

1.1.3 Le motivazioni della liberalizzazione

Fin qui sono state descritte le normative riguardanti il settore del gas e tutte le implicazioni che hanno comportato, sempre allo scopo di incentivare la liberalizzazione del settore. In questo sotto-paragrafo verranno invece analizzate le motivazioni che hanno spinto i legislatori a focalizzarsi sull'introduzione e applicazione di tutte le direttive volte ad accelerare tale processo, che possono essere riassunte in due categorie principali, economiche e politiche. In generale, l'architettura del settore era ormai obsoleta e inefficiente per garantire le prestazioni necessarie a soddisfare i servizi richiesti dai clienti e per ottenere effettivi risparmi dal punto di vista economico ed energetico.

❖ MOTIVAZIONI ECONOMICHE

La configurazione di monopolio naturale del settore del gas ha radici e motivazioni profonde che si relazionano alle caratteristiche economiche proprie di una struttura a rete come quella di tale settore. In generale infatti, il mercato in questione implica costi diversi in base al numero di imprese responsabili della fornitura di un certo servizio, ovvero più ridotto se tale servizio è garantito da una singola impresa maggiore come dimensioni e capacità, mentre più elevato se lo stesso è garantito da più imprese più piccole. Esistono dei costi che possono essere ridotti mediante economie di scala maggiori e per questo motivo la situazione favorevole risulta quella di un monopolio naturale incentrato sulle società più strutturate e preparate. Le fasi del settore del gas naturale che sono caratterizzate dalla situazione appena

²⁵ Mise, Decreti Legislativi 31 dicembre 2015 e 30 dicembre 2016.

citata sono quelle predisposte con un'architettura a rete, come ad esempio la fase di distribuzione, ma la questione più importante identificata dal legislatore non si è rivelata tanto quella del monopolio, quanto quella della sua proprietà. Vengono infatti distinte due condizioni particolari, il monopolio in possesso a strutture statali ed il monopolio in possesso alle imprese private. Può essere citato a tale proposito un elaborato di Bruno Leoni incentrato sulla differenza fondamentale tra tali condizioni, denominato "Lezioni della dottrina dello Stato", nel quale egli si focalizza anche sui temi di potere economico e politico²⁶.

Il concetto fondamentale può essere riassunto in questi termini: il monopolio in possesso dello Stato presenta numerosi fattori sfavorevoli, come ad esempio l'assenza di intenzioni propense al miglioramento e aggiornamento della struttura della rete, caratteristica intrinseca del monopolio in mano all'impresa privata al fine di ottenere vantaggi sul mercato. Inoltre il potere incentrato sullo Stato riduce irrimediabilmente l'autorità degli organismi di regolazione e la loro indipendenza, influenzando la valutazione degli indici di prestazioni e efficienza della rete.

Viceversa, è possibile raggiungere maggiore concorrenza di mercato ampliando la responsabilità del monopolio alle imprese private attraverso concessioni, sempre assicurando adeguata trasparenza di affidamento e controllo sulle attività. Per quanto riguarda l'Italia, la strutturazione di un monopolio in possesso dello Stato è stata conseguenza della mancanza di capitali privati adeguati a sostenere l'onere senza l'aiuto di istituti di prestito di denaro. A tale situazione si è arrivati in seguito alla crisi del '29, che impose allo Stato di intervenire profondamente nel mercato economico al fine di sostenere privati e banche. Tutto ciò determinò una condizione in cui il mercato era necessariamente vincolato alla statalizzazione, con non poche difficoltà per le imprese private nell'imporsi a livello nazionale senza la spinta del governo o del legislatore.

Proprio per questo motivo in tutta Europa prese piede l'iniziativa volta a favorire la nascita di aziende private in grado di sostenere il peso degli oneri dovuti alla proprietà del monopolio di mercato ed, in parallelo, ad allocare la responsabilità

²⁶ C. LOTTIERI, Working Paper n. 22/2003, *La questione del monopolio tra Stato e mercato: un'indagine su Bruno Leoni*, ICER Working Papers.

dello Stato al solo aspetto di regolazione e controllo. Inizialmente nella nostra nazione questo procedimento fu molto lento e complesso a causa della condizioni già descritte in precedenza, diversamente dal processo di liberalizzazione, il quale invece ricevette fin da subito una spinta sostanziosa da parte del legislatore e degli organi di gestione.

Il motivo principale di tale differenza di approccio può essere imputato alla situazione economica presente negli ultimi decenni del diciannovesimo secolo, la quale in un primo momento mise in crisi la struttura capitalistica dello Stato, e successivamente favorì la crescente sfida del mercato internazionale, evidenziando la poca flessibilità della condizione vigente in quei anni. In seguito a tali cambiamenti sul piano economico nazionale la scelta della liberalizzazione risultò quella più adeguata, anche perché sostenuta da argomentazioni teoriche stabili. Tali argomentazioni possono essere riferite alle esposizioni di Adam Smith, che definì il concetto di libero mercato e strutturò la base di tutti i ragionamenti degli anni successivi. Questi studi identificano il mercato come zona virtuale di relazione tra cliente e fornitore, dove essi contrattano l'aspetto quantitativo e qualitativo della merce di scambio e la sua valutazione monetaria. Nello specifico, se il mercato è governato dalla concorrenza, è possibile ottenere efficienza sia dal punto di vista della produzione dell'output, sia per quanto riguarda la gestione delle risorse tra i vari protagonisti del settore, con focalizzazione alla ricerca del profitto più elevato a parità di condizioni. Tutti questi concetti portano ad una riduzione dei costi di produzione con conseguenti vantaggi per i clienti sul prezzo di vendita e all'ottenimento di output sempre più performanti, mantenendo il più possibile costi stabili.

L'unico effetto negativo che si è presentato in questi anni è l'incremento dell'entità del contenuto tariffario. Durante questo periodo infatti sono aumentati i costi dei materiali, delle importazioni e di tassazione, il che ha comportato minori vantaggi per il cliente finale in confronto a quanto previsto e calcolato a priori. Nonostante questo fattore, si può dichiarare il fenomeno della liberalizzazione un obiettivo indispensabile per il mercato e con conseguenze favorevoli se perseguito nel modo adeguato.

Riassumendo, partendo da fondamenti di teoria economica riguardanti l'introduzione del libero mercato, si è tentato di raggiungere la condizione sperata attraverso incentivi per le imprese e un controllo più accurato in fase di regolazione. Tutto ciò ha reso possibile dei vantaggi notevoli dal punto di vista economico, dalla maggiore efficienza per le imprese nella fase di produzione dell'output, fino ai vari e diversi vantaggi di prezzo e prestazioni garantiti ai clienti finali. Al fine di incrementare la crescita del paese e del mercato nazionale risulta quindi fondamentale l'ottenimento della completa liberalizzazione di tale mercato, ovvero di una condizione di piena concorrenza incentrata sulla disponibilità e sicurezza di fornitura per tutti i clienti finali.

❖ MOTIVAZIONI POLITICHE

Per quanto riguarda invece l'ambito politico, rilevante è il peso che l'Unione Europea ha rappresentato nel perseguimento degli obiettivi di privatizzazione e liberalizzazione e, allo stesso livello, l'importanza crescente sull'attenzione alla sicurezza in termini di energia. Di conseguenza, nonostante lo Stato reciti una parte basilare nel sostenimento del mercato e delle imprese e nel controllo dello svolgimento adeguato della concorrenza, risulta necessaria una spinta alla liberalizzazione del settore al fine di ottenere i risultati e i vantaggi già più volte analizzati in precedenza in questo paragrafo.

In questi ultimi anni, a causa dello sviluppo esponenziale di paesi come India, Cina e Medio Oriente, la richiesta di energia è sempre più elevata, mentre nei rimanenti paesi essa si è assestata su valori standard. Oltre a ciò, tale richiesta viene soddisfatta in percentuali crescenti con fonti rinnovabili e gas naturale, a discapito di carbone e petrolio sempre più in crisi a causa delle norme stringenti in riferimento all'inquinamento ambientale²⁷. Mentre l'utilizzo di energia nei paesi europei rimane stabile, lo sfruttamento di materie prime e la produzione sono ogni anno più ridotti, il che porta come conseguenza una dipendenza profonda dai paesi ricchi di giacimenti e società produttrici di energia, come ad esempio gli Stati Uniti. Si può

²⁷ www.ica.org, Dati e Statistiche.

facilmente intuire quindi come, allo scopo di garantire la fornitura e la sicurezza energetica, l'Unione Europea debba prevedere una struttura in grado di superare questi limiti di capacità produttiva, ponendo in una relazione più stretta tutti gli Stati membri.

Seguendo questo ragionamento, la struttura di mercato con monopolio in possesso dello Stato rappresenterebbe un vincolo per ogni paese ed un confine alle relazioni commerciali intraeuropee. Essa risulta quindi inefficace e, anzi, dannosa per i contesti politici attuali e futuri, in particolar modo se si prende in considerazione il tema delle energie sostenibili e dell'importazione di energia dai paesi esteri. Per tutti questi motivi, anche a livello politico risulta necessaria un'architettura del mercato energetico riconosciuta su base europea, che possa definire normative e standard simili per tutti i paesi membri ed adeguati ad ognuno di essi, determinando quindi il sistema di regolazione e controllo di ogni singolo Stato e lo sviluppo delle attività dei vari settori. Un chiaro esempio di tali normative comunitarie è il Trattato di Lisbona, in vigore dal primo dicembre 2009, nel quale viene esplicitata l'intenzione di creare un organismo europeo unico per la gestione delle energie, per la ricerca dell'efficienza nelle fasi di produzione e trasporto, e per la crescita delle energie rinnovabili²⁸.

In conclusione, per tutte queste motivazioni citate, gli scopi desiderati dal legislatore del settore del gas possono essere raggiunti solamente mediante la costituzione di un mercato europeo il più possibile coordinato, in modo da fornire basi ed opportunità comuni a tutti gli Stati membri e garantire il funzionamento ottimale del sistema per fornitori e clienti.

²⁸ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Trattato di Lisbona, art. 194.

1.2 Effetti della liberalizzazione sulla fase di distribuzione del gas

A questo punto, definiti gli scopi e le motivazioni che hanno spinto il legislatore a perseguire la condizione di libero mercato, si possono definire le effettive conseguenze inerenti nello specifico la fase di distribuzione del gas naturale. Tali conseguenze sono riassumibili secondo tre fattori fondamentali, i quali hanno modificato nel profondo la situazione nazionale e del settore, e che rispecchiano esattamente gli scopi iniziali:

1. Riduzione degli operatori e conseguente incremento dell'efficienza del mercato
2. Sistemi di trasporto organizzati attraverso strutture private
3. Servizio di distribuzione affidato mediante concessioni in seguito a gare tra le diverse società

Nel seguito dedicheremo ai primi due punti i prossimi sotto-paragrafi, mentre le gare per la concessione della distribuzione verranno trattate nel successivo paragrafo.

1.2.1 Riduzione degli operatori

Focalizzandosi sul servizio di distribuzione del gas naturale, esso implica la ricezione del gas da uno o più punti di riconsegna, o PDR, il trasporto attraverso le tubazioni fino alla destinazione ed infine la consegna agli impianti finali o alle singole utenze²⁹.

Rappresenta un servizio pubblico non tanto perché emesso da organi pubblici amministrativi, ma perché mirato a soddisfare le esigenze e le richieste di clienti e fornitori generici, a livello pubblico e non privato. A tal riguardo può essere preso in considerazione il seguente estratto dell'art. 43 della Costituzione italiana Titolo III "Rapporti economici": "A fini di utilità generale la legge può riservare originariamente o trasferire, mediante espropriazione e salvo indennizzo, allo Stato, a enti pubblici o a comunità di lavoratori o di utenti determinate imprese o categorie di imprese, che si

²⁹ Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 14, comma 1 e Arera, Deliberazione 29 luglio 2004, n. 138, art. 2.

riferiscano a servizi pubblici essenziali o a fonti di energia o a situazioni di monopolio e abbiano carattere di preminente interesse generale”. Queste poche righe possono bastare per evidenziare il tentativo da parte della legislazione nel riservarsi il diritto di appropriarsi di società chiave dal punto di vista della gestione di servizi utili al pubblico generico, in modo da evitare qualsiasi tipo di comportamento egoistico e deleterio nei confronti del libero mercato. Esso rappresenta sicuramente una presa di posizione molto forte da parte del legislatore, che offre in prima linea le proprie risorse per ottenere i risultati sperati, seguendo una politica che si è rivelata altrettanto audace in tutti gli Stati membri dell’Unione Europea. Viene quindi instaurato un processo di tutela del mercato, con il fine di ridurre il più possibile le situazioni di monopolio delle imprese private e di aggregare le piccole aziende distributrici affinché possano raggiungere quote di mercato soddisfacenti ad essere competitive. Si andrà ora ad analizzare nello specifico i dati della situazione italiana, con particolare attenzione al fenomeno della riduzione complessiva degli operatori del settore, delle cause sottostanti tale processo e delle correttive applicate per la risoluzione dei problemi rimanenti.

Possiamo utilizzare i dati ottenuti dal sito dell’ARERA per evidenziare come dal 2004 ci sia stata una continua riduzione del bacino di operatori nel settore della distribuzione del gas naturale, arrivando, in Italia, all’indice di 236 distributori nel 2012 e di 210 nel 2018, il tutto partendo da un indice di 480 operatori nel 2004. Questi dati potrebbero essere giudicati in modo positivo, anche se il numero di società rimane comunque elevato, dal momento che l’obiettivo di aggregazione degli operatori minori tra loro con il fine di aumentarne l’impatto competitivo sembrerebbe essere stato avvicinato sempre di più con il passare degli anni. In realtà, se si considera l’effettivo potere di mercato di queste aziende rimanenti, si può notare come le imprese più grandi, nonostante l’unione di quelle minori, mantengano sempre quote di mercato troppo elevate, che rendono di fatto impossibile il verificarsi di una libera concorrenza. Infatti (tab. 1.1), al 2017 il mercato è governato per il 70% circa, calcolato come volume di gas naturale trasportato, dai primi 6 operatori della fase di distribuzione, delineando una situazione che, nonostante abbia ottenuto una sufficiente riduzione del numero effettivo di attori sul mercato, necessita ancora di miglioramenti soprattutto per garantire una maggiore uniformità di quote di mercato e di bacino di clienti finali riforniti.

Tabella 1.1: I principali operatori nella fase di distribuzione. (fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati)

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2017

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2016
Italgas	8.905	28,20%	1°
2i Rete Gas	5.543	17,60%	2°
Hera	2.949	9,30%	3°
A2A	2.485	7,90%	4°
Iren	1.419	4,50%	5°
Ascopiave	1.014	3,20%	6°
Estra	553	1,80%	7°
Eg Holding	413	1,30%	8°
Agsm Verona	348	1,10%	9°
Ambiente Energia Brianza	191	0,60%	10°
Energiei	331	1,00%	12°
Dolomiti Energia	305	1,00%	14°
Unión Fenosa Internacional, S.A.	284	0,90%	11°
Gas Rimini	283	0,90%	13°
Acsm-Agam Spa	275	0,90%	15°
Edison	257	0,80%	16°
Aim Vicenza	255	0,80%	17°
Aimag	257	0,80%	18°
Sime Crema	251	0,80%	19°
Multiservizi	230	0,70%	20°
Altri	5.020	15,90%	-
TOTALE	31.568	100,00%	-

Due sono i provvedimenti che hanno costituito le fondamenta per l'ottenimento di una discreta riduzione del numero degli operatori:

- ❖ l'obbligo di separazione delle attività di distribuzione da quelle di vendita nel rispetto dei principi di unbundling tra attività monopolistiche e attività potenzialmente concorrenziali;
- ❖ operazioni di incorporazione da parte delle ex municipalizzate e di aggregazione e acquisizione tra le imprese private.

Analizzando il primo provvedimento, potrebbe sembrare che la divisione sostanziale delle fasi di distribuzione e vendita porti non a una riduzione, bensì ad un incremento degli operatori presenti sul mercato. Infatti, allo scopo di mantenere un controllo sufficiente su entrambe le fasi del settore, le varie imprese il più delle volte mirano alla costituzione di due società indipendenti, che però mantengono una relazione intrinseca a livello di gestione e organizzazione, incrementando comunque il numero di protagonisti sul mercato. Deve però essere considerato anche un altro fattore, ovvero che la politica di separazione permette al legislatore di gestire in modo differenziato le due diverse fasi. Le attività di vendita, generalmente meno caratterizzate da situazioni di monopolio naturale, possono quindi essere bersaglio di strategie orientate all'introduzione più profonda di politiche di libera concorrenza, dal momento che sono anche confinanti con il lato del cliente e della domanda, sempre più incline ad essere influenzata dal fenomeno crescente dell'importazione. Le attività che, viceversa, sono governate da condizioni di monopolio, non potendo essere obiettivo diretto delle politiche descritte in precedenza, vengono influenzate in modo transitivo del fenomeno dell'aggregazione di imprese. Una spinta importante a tale fenomeno è stata la riorganizzazione della gestione delle stazioni appaltanti, modificandone la dimensione con la definizione degli Ambiti Territoriali Minimi, o ATEM, in modo tale da costringere le società minori, caratterizzate da inadeguate capacità di fornitura, alla fusione reciproca per raggiungere condizioni stabili e sufficienti sopravvivere nel mercato. Riassumendo, la separazione delle due fasi ha permesso di ottenere buoni risultati in entrambi i casi, da un lato grazie all'introduzione di politiche focalizzate alla concorrenza, dall'altro mediante l'aggregazione indotta dei distributori minori di gas naturale.

Nonostante il contesto possa sembrare a questo punto chiaro e semplificato, per quanto riguarda la fusione di società diverse, nella realtà, non si è svolto tutto come sperato. Infatti il procedimento di aggregazione non ha visto come protagoniste le piccole imprese aventi bacini di utenza molto ridotti, bensì le grandi aziende, italiane o estere,

in grado di definire confini ancor più marcati con il resto della concorrenza. Esse infatti si sono affermate a livello territoriale grazie alla formazione di società controllate, in modo da eludere i provvedimenti della normativa riguardante la separazione delle fasi ed incrementare il loro potere di mercato soprattutto in ottica competitiva sui singoli ATEM. Di conseguenza, come descritto anche in precedenza, il risultato ottenuto non è quello di avere responsabili diversi per le due fasi, bensì che la stessa impresa, mediante società indipendenti tra loro ma ricollegabili entrambe ad essa, possa controllare l'intero segmento, sfruttando oltretutto politiche di aggregazione per incrementare il proprio bacino di utenza. Tale soluzione fa in modo che le grandi imprese entrino in possesso di potere non solo sul mercato della distribuzione, ma anche nei confronti della fase di acquisto del gas, avendo a disposizione maggiori quote rispetto alla concorrenza. Tutto ciò, insieme al fatto che le gestione normativa della fase di approvvigionamento incentiva le società straniere ad entrare nel mercato per ottenere più influenza sulle fasi a valle del settore, porta ad una situazione tutt'altro che favorevole per le previsioni iniziali del legislatore.

Considerando tutti i ragionamenti appena descritti, è possibile senza dubbio sottolineare come la diminuzione del numero di operatori possa rappresentare un indice di miglioramento del mercato, sia per quanto riguarda la concorrenza, sia in quanto a liberalizzazione e omogeneità.

Nonostante questi fattori positivi però, devono essere evidenziati anche gli svantaggi che questo processo intrinsecamente comporta. Due sono i più critici: il primo è il fatto che, sebbene il numero degli operatori sia ridotto, rimangono comunque un gran numero di distributori con un bacino di utenza inferiore alle 100.000 unità. Ciò comporta una elevata eterogeneità degli attori sul mercato, rendendo impossibile di fatto una gestione concorrenziale libera e priva di operatori con potere maggiore rispetto ad altri. Oltretutto, poco meno della metà dei distributori è caratterizzato da un bacino inferiore alle 10.000 unità, il che non solo non permette loro di essere competitivi sul mercato, ma rappresenta anche un aumento dei costi generali dal momento che tale numero di clienti non permette l'erogazione del servizio sfruttando adeguate economie

di scala³⁰. Proprio a partire da questo primo svantaggio si può notare come sia fondamentale la ricerca di fusioni tra i fornitori minori. Per quanto riguarda il secondo svantaggio, esso si basa sulla reale entità del processo di fusione e inglobamento di imprese che, come già detto, non rispecchia il desiderio di instaurazione della libera concorrenza voluto del legislatore. Infatti tale procedimento ha favorito l'incremento della disomogeneità tra i diversi operatori della distribuzione del gas, rendendo possibile per alcune grandi imprese il raggiungimento di dimensioni tali da poter gestire interi ATEM autonomamente. Come conseguenza, si prevede la necessità di implementazione di direttive che possano realmente limitare comportamenti di questo tipo da parte delle società maggiori e garantire la sicurezza del cliente finale e l'effettivo perseguimento di una condizione di mercato competitivo per tutti gli operatori.

1.2.2 La separazione proprietaria

In questa fase si andrà ad analizzare più in dettaglio la normativa riguardante la divisione tra le fasi di distribuzione e trasporto, considerando i vari fattori implementati al fine di favorire la concorrenzialità di mercato. Infatti l'ARERA, a causa dell'eterogeneità degli operatori, ha emanato una regolamentazione finalizzata a permettere un libero coinvolgimento sul mercato di quest'ultimi³¹.

Per prima cosa è stato stilato il "codice di rete", ovvero il contratto in essere tra imprese di distribuzione e venditori e grossisti che utilizzano le infrastrutture, allo scopo di regolarne i rapporti e garantire la fornitura del servizio in maniera neutrale e non discriminatoria. Oltre a questo viene perseguito il diritto di accesso per tutti gli utilizzatori del sistema, in modo da definire parametri standard di gestione e controllo delle relazioni e delle erogazioni del servizio³².

³⁰ S. C. CEREDA, E. M. CURTI e O. RIVOLTA, aprile 2017, *L'affidamento del servizio di distribuzione del gas*, AnciLab Editore.

³¹ Arera, Deliberazione 29 luglio 2004, n. 138.

³² Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 24, comma 5.

Vengono poi definite le condizioni che impongono all'operatore la contrattazione della fornitura con i clienti, determinando anche i compensi monetari standard ricevuti per il servizio. Il distributore è quindi tenuto ad iniziare la relazione se:

- ❖ l'utente richiedente è localizzato nella stessa zona di competenza della società che fornisce il servizio;
- ❖ il distributore possiede sufficiente capacità per garantire la fornitura al cliente finale e per immagazzinare il necessario;
- ❖ è possibile dal punto di vista sia pratico che monetario collegare l'utente al fornitore del servizio, garantendo la fedeltà alla regolamentazione ed alle imposizioni riguardanti la definizione di fornitura pubblica.

Se, nonostante queste condizioni siano verificate, l'operatore decide di non garantire il servizio al cliente, egli deve necessariamente spiegare la propria scelta all'Autorità e fornirne le giustificazioni adeguate. In ogni caso, dopo aver analizzato la situazione, l'organismo regolatore può stabilire che il distributore debba comunque garantire il servizio al cliente³³.

Oltre alla fornitura del gas naturale, l'operatore deve soddisfare anche altri servizi, quali il posizionamento, il controllo e le riparazioni degli impianti dei clienti, che dal contatore portano direttamente all'edificio. Essi però non possono essere svolti dalla stessa società di distribuzione che fornisce il gas al cliente in questione, bensì da un'azienda di proprietà diversa³⁴. Questo al fine di tutelare tutte quelle piccole imprese che basano il proprio fatturato proprio su queste attività diverse dalla fornitura diretta del gas, per garantire un mercato più concorrenziale anche in questo specifico contesto. Nella realtà, come per la separazione delle fasi di distribuzione e trasporto, è stato possibile superare questi vincoli normativi semplicemente strutturando delle società differenti e indipendenti, ma ricollegabili alla stessa impresa di distribuzione.

Come secondo fattore, il legislatore si è focalizzato sulla liberalizzazione del sistema in senso stretto, per assicurare a tutti gli utenti della rete accessibilità, chiarezza e trattamento eguale per tutti. Tali principi si riassumono nella "neutralizzazione" della gestione della rete, che si declina nella divisione fondamentale tra proprietà e gestione,

³³ Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 16, comma 2 e 3.

³⁴ Mise, Legge 23 agosto 2004, n. 239.

dal momento che le divisioni imposte dalle normative precedenti non sono riuscite ad ottenere condizioni di libera concorrenza e sicurezza per gli utenti. Di conseguenza, allo scopo di raggiungere tali condizioni, si è cercato di ottenere una definitiva divisione che potesse rispettare la nuova normativa appena descritta.

A tal proposito, una caratteristica critica da perseguire è la differenziazione tra la società proprietaria e quella che gestisce la rete, assicurando così l'indipendenza di quest'ultima dal punto di vista dell'organizzazione e soprattutto dell'autorità decisionale. In questo modo si cerca di ottenere una gestione della rete imparziale e corretta, senza che le imprese proprietarie possano in alcun modo influenzare le scelte in materia di distribuzione del gas. Tale imposizione non comprende però la responsabilità dei mezzi della rete, che rimangono esenti da qualsiasi tipologia di restrizione normativa, in gestione della società principale che possiede inoltre il potere di confermare eventuali azioni finanziarie e determinare i confini dei capitali esterni. Al fine di raggiungere l'indipendenza già delineata in precedenza, la normativa ha elencato quattro punti necessari che ogni impresa deve rispettare:

- ❖ la società di appartenenza dei responsabili dell'amministrazione non deve essere in alcun modo coinvolta nell'organizzazione delle fasi di produzione, trasporto e distribuzione del gas;
- ❖ a tali responsabili deve necessariamente essere accertata l'autonomia mediante adeguati comportamenti e controlli;
- ❖ la società principale non possiede il diritto di prendere posizione in nessun contesto riguardante attività inerenti alla distribuzione del gas ed in particolari alla strutturazione della rete. Tali diritti sono incentrati nelle mani del gestore che prende decisioni in modo autonomo e oggettivo, disponendo inoltre di infrastrutture tecniche, personale, materie prime e fondi monetari proporzionati al contesto;
- ❖ sul gestore ricade inoltre la responsabilità di far rispettare le normative agli operatori della distribuzione, in particolar modo per quanto riguarda i temi della concorrenza e delle condotte negative. A tale scopo dovrà definire esatti provvedimenti utili a raggiungere tali temi e mantenerne il controllo nel tempo.

Ovviamente anche le azioni del gestore devono essere controllate e l'ente garante di tale compito viene identificato in un'Autorità di osservazione delle condotte negative che potrebbero influenzare il corretto sviluppo della libera concorrenza e del mercato pienamente competitivo. L'aspetto principale su cui deve essere prestata attenzione è l'effettiva identità del marchio utilizzato dal gestore nell'attuazione delle sue azioni commerciali, che deve essere chiaramente differente e indipendente dalla società principale.

In tutto ciò la separazione contabile, che risulta scontata a livello di normativa, rappresenta comunque un fattore rilevante, in particolare perché impone alle imprese l'obbligo di mantenere una divisione monetaria di ogni fase a valle della filiera, allo stesso modo di come sarebbero gestite in caso di società responsabili completamente differenti³⁵. Questo per evitare comportamenti scorretti e passaggio di risorse tra le diverse fasi del settore, che comprometterebbero il corretto svolgimento della concorrenza di mercato. Indifferentemente dalla tipologia di divisione, il motivo per cui vengono perseguite è sempre lo stesso, ovvero il desiderio del legislatore di costituire un mercato governato dalla concorrenza ed il più possibile liberalizzato. A questo punto, prendendo in considerazione tutte le normative introdotte, sembra che tutti i principali difetti e svantaggi siano stati risolti o per lo meno ridotti. L'unica vera problematica che incombe sul settore è la possibilità da parte delle imprese di evitare gli obblighi normativi di separazione mediante la formazione di società differenti e indipendenti tra loro, ma sostanzialmente riconducibili allo stesso proprietario. Questo comporta una forte limitazione in tutti i vantaggi che il rispetto della direttive porterebbe al settore, rendendo inoltre inutile gran parte degli sforzi prodotti dall'Autorità per controllare il corretto svolgimento delle relazioni. Nel tentativo di smorzare definitivamente questo problema, un'altra imposizione ideata è relativa all'impossibilità per le imprese interessate il settore del gas, qualsiasi sia la fase in cui sono occupate, di possedere percentuali superiori al 20% del patrimonio della reale società proprietaria del sistema³⁶. In questo modo viene delineato un contesto in cui, se la regolamentazione è rispettata, non è possibile per un singolo operatore avere influenza su tutta o parte della filiera, ma solo in una delle fasi citate, così da spingere profondamente sull'obiettivo della libera

³⁵ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Direttiva Europea 2009/73/CE, art. 30, comma 1-3.

³⁶ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Legge 29 agosto 2003, n. 239, art. 1-ter, comma 4.

concorrenza in tutto il settore. Si cerca quindi di bloccare il più possibile le relazioni tra parte a monte e parte a valle della filiera del gas, arrivando ad ottenere una situazione caratterizzata da tante piccole imprese operanti nelle varie singole fasi, senza la presenza di grandi aziende verticalmente strutturate su più livelli di gestione.

Riassumendo, la separazione funzionale, in tutte le sue indicazioni, permette di ottenere fondamentalmente:

- ❖ lo svolgimento in sicurezza di tutti i processi del sistema, con il passaggio fluido e ininterrotto dei dati necessari alle varie fasi del settore;
- ❖ un mercato incentrato sul fine di garantire l'utilizzo e la disponibilità migliori possibili ai vari utenti e utilizzatori della rete e la facilità e tempestività di fornitura per tutti i clienti finali, con un'architettura adeguata a svolgere tutti i compiti richiesti da un settore complesso come è quello del gas naturale³⁷.

Tutti questi ragionamenti portano e definire una completa rassegna di tutte le direttive implementate in riferimento alla distribuzione del gas naturale, mentre nel prossimo sotto-paragrafo si andrà a concludere questa trattazione normativa specificando i contenuti del codice di rete e delle imposizioni tariffarie per i vari operatori di settore.

1.2.3 Tariffe di distribuzione e codice di rete

In un primo momento, la possibilità di utilizzo dei mezzi di sistema da parte dei venditori e grossisti del gas era vincolata ad una richiesta di accessibilità ai distributori che poteva essere o di tipo negoziato, o di tipo regolato. Questo al fine di permettere agli utenti che non posseggono strutture per il trasferimento del gas naturale di poter contrattare comunque la loro disponibilità sulla base di un "diritto di accesso al sistema sulla base di tariffe pubblicate". Inoltre, per quanto riguarda il negoziato, i possessori del sistema sono tenuti a definire in modo chiaro, trasparente e uguale per tutti i requisiti fondamentali per poter meritare l'accesso alla rete, così da evitare comportamenti scorretti delle parti caratterizzate da dimensioni di mercato elevate e

³⁷ Arera, Direttiva Europea 2003/55/CE.

quindi maggiore influenza, garantendo una negoziazione paritaria³⁸. La differenza principale tra le due tipologie di accesso si identifica nella metodologia di decisione del corrispettivo monetario dovuto al possessore della rete. In riferimento alla modalità negoziata, tale corrispettivo viene definito, rispettando i requisiti citati precedentemente, mediante un accordo equo tra le due parti interessate, in modo da preservare i vantaggi delle imprese proprietarie, tralasciando però un'adeguata sicurezza dei diritti di accessibilità degli utenti. Proprio allo scopo di evitare quest'ultimo punto, le direttive successive si sono focalizzate sull'introduzione univoca della struttura regolata, che stabilisce come tariffe indice quelle determinate a priori dal pubblico ed uguali per tutti, così da fornire delle condizioni stabili di servizio per tutti gli utenti che rispettano i requisiti di accesso³⁹.

In generale, essendo il sistema di distribuzione un'architettura necessaria per la gestione del mercato, esso deve essere accessibile ad ogni operatore, senza il bisogno di una specifica direttiva, ricordando però che in determinate situazioni tale concessione non può essere garantita. Infatti esistono alcune condizioni che permettono ai proprietari del sistema di non rilasciare l'entrata, in particolar modo se non è in grado di assicurare la fornitura sufficiente all'utenza⁴⁰. Nonostante ciò l'Autorità può imporre che essi si occupino di risolvere eventuali problemi o incrementare la capacità di fornitura, sempre ricordando che, in ogni caso, se l'utente dovesse prodigarsi per il pagamento di tali soluzioni, non potrebbe essere a lui negato il servizio⁴¹. Qualsiasi sia la motivazione del gestore nel non fornire il servizio, egli deve necessariamente dichiararla alle Autorità competenti, in modo da avere il permesso ufficiale di procedere nelle sue decisioni.⁴²

A questo punto, discusse le condizioni di accesso degli utenti al sistema, si può passare ad analizzare il contesto delle tariffe e dei vincoli economici che sono determinate dall'ARERA. Andando ad analizzare un passo del Decreto Letta, già citato in precedenza, possiamo leggere che “le tariffe per la distribuzione tengono conto della necessità di remunerare iniziative volte a innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia e a promuovere l'uso delle fonti rinnovabili, la qualità, la ricerca e l'innovazione

³⁸ Arera, Direttiva Europea 98/30/CE.

³⁹ Arera, Direttiva Europea 2003/55/CE.

⁴⁰ Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 24, comma 2.

⁴¹ Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 25.

⁴² Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 24, comma 3.

finalizzata al miglioramento del servizio, di non penalizzare le aree in corso di metanizzazione e quelle con elevati costi unitari”, e quindi di come lo scopo primario sia il recupero del denaro utilizzato direttamente sulla rete per incrementarne l’efficienza e per favorirne lo sviluppo sostenibile⁴³. Seguendo queste indicazioni e considerando anche i limiti imposti dalla legislazione, l’Autorità deve specificare l’esatta entità delle tariffe da comunicare ai gestori. Il compenso nella sua forma standard è diviso in due contributi, uno fisso indipendente dal consumo, e uno variabile che viene modificato in base all’entità del gas richiesto, valori che sono controllati rigorosamente ogni anno dall’organo di regolazione in base alle diverse imprese prese in considerazione⁴⁴.

In linea teorica, l’entità del piano tariffario dovrebbe essere equilibrata al reale valore monetario che il gestore utilizza per il mantenimento della rete, così da assicurare una relazione contrattuale adeguata per il cliente basata sulla qualità e sulla disponibilità del servizio a lui fornito. Nella realtà però, il settore del gas naturale è caratterizzato da quote di mercato non omogenee e da situazioni di monopolio dei produttori maggiori, con conseguente mancanza di adeguata concorrenza di mercato, mantenimento di prezzi elevati e minore possibilità degli utenti nel scegliere l’alternativa di fornitura più vantaggiosa con tariffazione migliore. Tutto questo non comporta sicuramente una positiva organizzazione del sistema, dal momento che ancora non riesce a risolvere la problematica della presenza di imprese governanti mercato e offerta. Tale situazione prova ad essere risolta dalla legislazione introducendo dei vincoli tecnici di disponibilità del sistema nel codice di rete, che accompagnano i vincoli economici già descritti, attraverso la direttiva n. 138/2004⁴⁵, così da determinare delle barriere all’ingresso utili per imporre alle imprese di distribuzione determinati standard di comportamento.

Per quanto riguarda la struttura tecnica del codice, essa può essere classificata in otto unità, che contengono un determinato numero di paragrafi.

- ❖ L’azienda di distribuzione, per quanto riguarda la prima unità, è tenuta a fornire indicazioni generali come le tipologie di rapporto con i clienti e la loro

⁴³ Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 23.

⁴⁴ F. SCLAFANI e L. ZANETTINI, *L’Autorità per l’energia elettrica e il gas*, www.astrid-online.it.

⁴⁵ Arera, Deliberazione 29 luglio 2004, n. 138.

organizzazione, i modi di erogazione della fornitura, le informazioni sulle infrastrutture e la situazione normativa vigente. Il fattore più importante è senza dubbio il rapporto con il cliente e, nello specifico, il contenuto informativo reso condivisibile, dal momento che predispone la base per un rapporto stabile e soprattutto paritario tra le due figure. Questa importanza della condivisione spinta delle informazioni è perseguita con la normativa non solo verso il cliente, ma anche verso l'organo di controllo ed i gestori dei mezzi per il trasporto del gas, in modo da garantire un contesto chiaro e regolamentato il più possibile ampio e organizzato.

- ❖ Seguendo le direttive della seconda unità e della terza, il distributore è tenuto a definire nel dettaglio le tipologie di ingresso alla rete e le alternative di fornitura del gas naturale tra le quali il cliente finale può scegliere.
- ❖ Per quanto riguarda la successiva unità, deve essere indicato come l'azienda costruisce, controlla, ripara e abbandona le infrastrutture per la misura del gas.
- ❖ Nella quinta unità l'azienda è tenuta a descrivere i processi per la fatturazione e il conguaglio economico, con particolare attenzione all'elencare le situazioni in cui una delle due figure può venir meno a disposizioni dell'accordo e ai procedimenti per evadere i dibattiti contrattuali.
- ❖ Per quanto riguarda la sesta unità, in essa vengono definiti gli standard di qualità della fornitura, che deve garantire efficienza e un adeguato bilanciamento tra costo e qualità del servizio. Sono stati infatti determinati dei limiti minimi prestazionali al fine di ottenere servizi sempre sufficienti a soddisfare gli utenti, con la sicurezza per i clienti di poter ricevere compensazioni straordinarie nel caso di lacune di servizio rispetto a quanto promesso in fase di accordo.
- ❖ La settima unità riguarda ciò che l'azienda effettua per incrementare la spinta all'efficienza dal punto di vista energetico.
- ❖ L'ottava unità impone all'azienda di descrivere le azioni dal punto di vista dell'aggiornamento del codice di rete.

In conclusione di questo paragrafo è possibile comprendere come la legislazione, attraverso le numerose normative, abbia sicuramente ottenuto dei profondi miglioramenti dal punto di vista della concorrenza di mercato, soprattutto grazie al perseguimento della politica di liberalizzazione. La situazione attuale non rispecchia

però ancora l'obiettivo iniziale di concorrenzialità, a causa delle molte problematiche insorte durante il procedimento che il legislatore non è stato in grado di risolvere completamente. Esiste però un fattore che può essere preso in considerazione per la valutazione futura di questo tema e che può sicuramente rappresentare una spinta fondamentale all'aggregazione dei piccoli distributori ed alla crescita di un mercato sempre più competitivo, ovvero l'utilizzo di gare pubbliche per la concessione degli ambiti territoriali minimi.

1.3 Le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale

Riprendendo concetti già introdotti precedentemente, focalizzandosi nello specifico sulla fase di distribuzione, tale servizio si basa sulla fornitura del gas naturale all'utenza mediante infrastrutture collegate alla fase precedente di trasporto ed in possesso del distributore, gestendo la materia prima a disposizione della società responsabile della vendita⁴⁶. Questa fase è la più rappresentativa dal punto di vista della mancanza di concorrenzialità e della presenza di imprese maggioritarie dominanti il mercato. Cercando di analizzare i motivi di tale situazione, si devono considerare gli aspetti economici fondamentali riguardanti la vita produttiva di un'azienda. Per un'impresa di distribuzione infatti, i costi destinati alla gestione del sistema sono in gran parte identificati dagli elevati costi fissi, che possono essere distribuiti in modo adeguato incrementando gli interventi sul sistema da parte della singola società, così da ridurre il costo medio generico. Di conseguenza, l'eventuale strutturazione di un'ulteriore sistema di distribuzione risulterebbe completamente svantaggiosa, dal momento che comporterebbe gli stessi costi fissi ma rapportati alla metà della produzione. Per questo la condizione di monopolio è la più indicata al fine di ridurre i costi totali, dal momento che permette di ottenere elevate economie di scala a livello produttivo.

⁴⁶ Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 2, comma 1.

Detto ciò, si può intuire come per il legislatore sia proibitiva l'introduzione dell'aspetto concorrenziale in un mercato della distribuzione strutturato in questo modo, e di come sia necessaria un'azione volta a favorire la concorrenza agendo però indirettamente sulla condizione finale. Si è cercato quindi non di ridurre ogni singola situazione di monopolio delle maggiori aziende, quanto di favorire la possibilità per tutte le società di ottenere la gestione della rete in una determinata zona. Per questo motivo il legislatore ha deciso di agire sulla fase subito precedente la distribuzione, nel tentativo di creare una concorrenza tra le imprese per ottenere la situazione di monopolio naturale, indipendentemente dalla loro condizione potenziale. Sono state quindi introdotte le gare pubbliche per la concessione degli ambiti territoriali minimi sulla base di strumenti d'asta, rappresentative di una modalità di selezione del distributore oggettiva e basata unicamente sulle prestazioni garantite dai vari partecipanti. Con l'utilizzo di questa metodologia, risulta possibile evadere i limiti imposti dalla natura monopolistica della fase di distribuzione del gas, dal momento che la valutazione delle proposte delle aziende non può essere in nessun caso influenzata dalle quote di mercato relative di ognuna di esse. Tutto ciò porta alla costituzione di una "concorrenza potenziale"⁴⁷, dove vengono analizzate non solo le caratteristiche intrinseche delle imprese partecipanti, ma anche le condizioni di qualità di servizio, la spinta alla gestione sostenibile della fase e le differenze in termini di costi di fornitura. Si andrà quindi, in questo paragrafo, a descrivere nel dettaglio lo strumento della gara pubblica per la concessione, sia per quanto riguarda il suo processo di sviluppo, sia per le direttive e regolamentazioni introdotte al fine di stabilire criteri univoci e chiari per l'organizzazione del loro svolgimento.

1.3.1 Il quadro normativo delle gare

Già nell'anno 2000, con il Decreto del 23 maggio n.164, sono state introdotte delle gare pubbliche funzionanti mediante asta per la determinazione le società responsabili della distribuzione del gas naturale in tutti i comuni. La concessione derivante da tale gara ha una durata di massimo dodici anni, e per questo periodo di tempo il possesso delle

⁴⁷ Documentazione aziendale.

infrastrutture passa sotto il controllo dell'impresa vincitrice l'asta. L'area di fornitura viene stabilita dall'ente locale rispettivo di ogni zona, il quale può essere un singolo comune o aggregazione di tali, e sono responsabili del controllo e regolazione della distribuzione e "nell'ambito delle rispettive competenze, provvedono alla gestione dei servizi pubblici che abbiano per oggetto produzione di beni ed attività rivolte a realizzare fini sociali e a promuovere lo sviluppo economico e civile delle comunità locali"⁴⁸. La relazione tra ente e società distributrice ha come fondamento legislativo un contratto di fornitura, stilato dall'ARERA e revisionato dal Ministero dello Sviluppo Economico, così da indicare chiaramente il periodo di concessione, le garanzie dal punto di vista delle prestazioni di servizio, processo di fornitura e l'analisi completa del tema economico, comprese le informazioni sui rimborsi in caso di mancato servizio. Durante gli anni di concessione l'impresa ha il totale controllo del sistema di distribuzione e possiede il diritto di apportare modifiche alle infrastrutture necessarie per migliorare le prestazioni o risolvere danneggiamenti. Tali modifiche, inoltre, fungono come strumento di valutazione dell'offerta già in fase di predisposizione della gara mediante asta. Alla fine del periodo tutto torna sotto la responsabilità dell'ente locale, in base a ciò che viene descritto nel contratto di fornitura.

Possono partecipare alle gare, come possibili futuri gestori della rete, tutte le società per azioni, società a responsabilità limitata e società cooperative a responsabilità limitata, con l'unico vincolo delle società responsabili della fornitura di servizi mediante concessione privata o diretta. L'impresa vincitrice la concessione viene scelta dall'ente locale sulla base del confronto tra le varie diverse offerte, sia dal punto di vista monetario, sia da quello prestazionale, sia per quanto riguarda le modifiche alle infrastrutture per il miglioramento generale del sistema. Sulla base di pesi diversi per ogni caratteristica, la commissione di valutazione stabilisce dei punteggi che vanno ad identificare una classifica delle società partecipanti, tra le quali viene in seguito selezionata quella meritevole l'affidamento. Per tutta la durata dei dodici anni il distributore deve assicurare la continuità del servizio e per questo motivo l'ente deve predisporre la selezione seguente entro un anno prima della fine della attuale concessione. Questo perché, in caso non si trovi un nuovo fornitore di gas, il precedente è obbligato continuare l'erogazione del servizio. Per questo motivo è stato stabilito che,

⁴⁸ Testo Unico degli Enti Locali, art. 112.

nel caso l'ente non rispetti i propri doveri in tal senso, la responsabilità ricada direttamente sulla regione, la quale cercherà di iniziare la pratica il prima possibile. Nel caso il passaggio di consegne avvenga nei modi e tempi prestabiliti, il successivo distributore avrà il dovere di concludere i piani di investimento e miglioramento del sistema introdotti dal gestore precedente e stabiliti in fase di proposta di concessione, fornendogli una somma adeguata di denaro rispettivamente al valore rimanente degli ammortamenti di tali esborsi economici.

Come già spiegato, il Decreto Legislativo inerente questa tematica è stato redatto nell'anno 2000, ma l'introduzione dello strumento della gara pubblica mediante asta, per favorirne un utilizzo consapevole e progressivo, viene posticipata ad alcuni anni dopo, nello specifico il primo gennaio 2003. Di conseguenza, a partire da tale data, è imposto che ogni tipologia di affidamento della distribuzione del gas naturale venga definita attraverso questo procedimento. Rimane però da interpretare la problematica relativa a quelle concessioni che, al giorno di inizio di validità della normativa, siano ancora attive. In questo caso la legislazione ha determinato un periodo di transizione, della durata di 5 anni a partire dal 31 dicembre 2000, nel quale ogni concessione possa concludersi, nel caso non venga superato tale limite di 5 anni, mentre, per tutti quegli affidamenti di durata superiore, venga decretata la fine allo scadere del quinto anno di transizione. Come conseguente proiezione di questo metodo, al 31 dicembre 2005, ogni società di distribuzione del gas avrebbe dovuto ottenere la responsabilità della rete unicamente mediante una gara di questo tipo, e solamente per la durata totale di massimo 12 anni⁴⁹. Esistono però delle situazioni che, secondo il legislatore, possono portare ad un aumento del numero di anni del periodo di transizione, nell'ordine di circa uno o due unità. Ovviamente tale diritto di prolungamento viene reso disponibile solamente se ritenuto necessario per garantire miglioramenti prestazionali o riduzione dei costi dell'attività di distribuzione in essere, così da favorire un generalizzato sviluppo della rete. A questo proposito sono stati definiti dei parametri utili per valutare ogni singola situazione meritevole di un incremento di durata, concedendo inoltre la possibilità di sommare tra loro tali incrementi nel caso di presenza simultanea di più di una di esse, potendo arrivare quindi ad una data limite per le imprese spostata al 31 dicembre 2010. In realtà, a causa di numerose proroghe introdotte da alcune leggi

⁴⁹ Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, art. 15, comma 1-10.

redatte negli anni, come la Legge Marzano o il Decreto Letta, la conclusione del periodo transitorio standard, ovvero di 5 anni senza prolungamenti, è stata portata prima a fine anno 2007⁵⁰ e poi a fine anno 2009, con la possibilità di incrementare tale limite di un anno se presenti motivazioni con meriti di carattere pubblico⁵¹. Si può quindi già notare come la partenza nell'utilizzo di gare per le concessioni delle zone in cui svolgere l'attività di distribuzione sia stata molto difficoltosa, e più volte prorogata a causa di imprevisti sorti durante lo svolgimento del periodo di transizione o di ricorsi portati dagli enti locali. In aggiunta a ciò, il tentativo di implementazioni degli Ambiti Territoriali Minimi, ovvero la definizione di zone di concessione più estese che potessero favorire l'aggregazione di più società minori, allungò ulteriormente le tempistiche. Infatti, per permettere la fusione di tali piccole imprese, al fine di poter incrementare la loro competitività in fase di acquisizione dell'affidamento, il periodo di transizione fu allungato di altri due anni⁵². Successivamente, i Decreti-Legge 31 dicembre 2014, n.192 e 30 dicembre 2015, n.210, che introducono delle ulteriori proroghe all'avvio delle gare d'ambito, hanno aggravato ancor di più una situazione già molto complessa.

Come verrà analizzato nel dettaglio a conclusione di questo primo capitolo, la ricerca da parte del legislatore di ottenere maggiore concorrenzialità nella fase di distribuzione del gas naturale ha condotto ad una situazione statica e complessa. Infatti, introducendo strumenti come le gare di concessione su asta e gli ATEM, il raggiungimento dell'obiettivo sperato è stato impedito da un imprevisto allungamento delle tempistiche, dovuto in gran parte alla difficoltà organizzativa richiesta sia all'ente locale in fase di predisposizione della gara, sia alle imprese operanti nel settore per quanto riguarda la preparazione competitiva. Riassumendo, tutto ciò ha portato ad un lentissimo sviluppo delle gare, con forti rallentamenti nelle pubblicazioni dei bandi e delle documentazioni di gara, e continue proroghe dei limiti temporali di affidamento delle concessioni.

Analizzando i motivi per cui è stata proposta una configurazione delle concessioni basata su Ambiti Territoriali Minimi, è possibile capire come il legislatore avesse compreso appieno la necessità per il mercato di una strutturazione utile a favorire la

⁵⁰ Mise, Legge 23 agosto 2004, n. 239, art. 1, comma 69.

⁵¹ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Legge 30 dicembre 2005, n. 273, art. 23, comma 1 e 2.

⁵² Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Legge 1 ottobre 2007, n. 159, art. 46-bis, comma 3.

concorrenza e garantire dei vincoli standard di qualità. La semplice gestione delle gare sulla base di comuni o loro aggregazioni infatti comportava un grande quantitativo di zone di affidamento della distribuzione e molto ridotte in termini di dimensione e utenza, così da limitare fortemente lo sfruttamento di economie di scala e l'efficienza del servizio di fornitura. Oltre a questo, la normativa riguardante le garanzie dovute al distributore precedente non era precisa e chiara, non definendo in modo esatto e specifico i doveri nel nuovo operatore. Anche dal punto di vista dei criteri per la valutazione delle proposte, il peso maggiore era sempre allocato al corrispettivo monetario fornito all'ente dall'impresa distributrice per l'affidamento del servizio, mentre gli altri criteri godevano di un ruolo marginale e senza alcun dubbio di minore importanza. Nel tentativo di riassumere tutti questi fattori, viene citato un passaggio del Decreto-Legge del primo ottobre 2007, secondo cui “i Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentita la Conferenza unificata, determinano gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, a partire da quelli tariffari, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, e determinano misure per l'incentivazione delle relative operazioni di aggregazione”⁵³. Da queste poche righe è evidente come l'utilizzo degli ATEM miri a risolvere prima di tutto il problema dell'elevato numero di aree di concessione di piccola dimensione, aggregandole in ambiti più vasti ed organizzati, in modo tale da spingere i distributori minori alla fusione ed ottenendo quindi una diminuzione del numero totale di imprese, dei costi ed un aumento generale dell'efficienza della rete.

Un passo decisivo per la determinazione dei fondamenti finali per le concessioni dei servizi agli operatori è stato fatto grazie all'introduzione del Decreto Legislativo del primo giugno 2011 n. 93. In esso viene deliberato che la concessione debba comprendere l'intero ATEM a cui è riferita, superando quindi la precedente divisione a comuni, e che le zone già caratterizzate da una gara in corso vengano implementate in tale ATEM solo a conclusione della concessione attuale. In questo modo per ogni ambito viene effettuata una sola gara ed ulteriori informazioni sono state definite mediante ulteriori Decreti Ministeriali. Il primo, ovvero il Decreto Ministeriale del 19

⁵³ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Legge 1 ottobre 2007, n. 159, art. 46-bis, comma 2.

gennaio 2011, crea la divisione del paese in 177 diversi Ambiti Territoriali Minimi, così da delimitare in modo chiaro le zone di competenza degli enti locali. Il secondo, Decreto Ministeriale del 18 ottobre 2011, elenca tutti i comuni relativi ad ogni singolo ATEM, fornendo già un'idea generale dell'eventuale comune di riferimento per ogni ambito. Infine, il Regolamento, ovvero il Decreto Ministeriale del 12 novembre 2011 n. 266, che indica in modo definitivo come presentare il bando di gara ed i periodi ad esso relativi.

Per quanto riguarda in particolare il Regolamento, esso è accompagnato da quattro documenti, nei quali vengono descritti nel dettaglio i tempi standard relativi alle gare, la tipologia base del bando e del disciplinare, e la struttura per il passaggio delle informazioni rilevanti l'effettiva efficacia della normativa. Una nota rilevante è da appuntare alla questione della gestione del personale del distributore precedente, caratterizzato da un'elevata e profonda conoscenza del sistema specifico della zona. A tal proposito sono stati creati degli elenchi dei lavoratori, finalizzati ad indicare una classifica degli esuberanti, in modo tale che vengano garantite nuove occupazioni prima dei due anni dalla concessione. La possibilità di integrare personale con esperienza nella propria impresa rappresenta infatti una fonte di efficienza e conoscenza della zona di servizio molto utile dal punto di vista della gestione dell'affidamento⁵⁴. Nel seguito sono stati emanati diversi decreti, tra cui il Decreto Ministeriale del 5 febbraio 2013, che definisce una tipologia specifica di conferma del contratto di fornitura, e il Decreto Ministeriale del 20 maggio 2015, volto ad aggiornare quello del 12 novembre 2011, n.226, così che possa rispettare sia le nuove normative, sia le nuove regolazioni in termini di efficienza energetica e determinazione del valore di rimborso⁵⁵. Tutti questi apporti legislativi sono focalizzati a definire in modo più dettagliato e meno ambiguo possibile i documenti di gara, così da evitare dispute dovute a mancanza di informazione e trasparenza tra i diversi attori del sistema.

Verrà ora descritto nel dettaglio il documento più rilevante per l'impostazione delle gare d'ambito, ovvero il Regolamento del 12 novembre 2011, che elenca gli elementi fondamentali per poter essere inseriti nelle gare e le modalità di classificazione delle

⁵⁴ Mise, Decreto Ministeriale 21 aprile 2011.

⁵⁵ Mise, Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche.

proposte dei distributori. Esso rimane attuale, come principio informativo, nonostante le numerose direttive emanate successivamente.

1.3.2 Il regolamento delle gare

La suddivisione degli affidamenti mediante Ambiti Territoriali Minimi porta sicuramente numerosi vantaggi sia per il settore generico, sia per i distributori, ma necessita di una regolamentazione precisa ed efficace, in particolare per il controllo delle relazioni tra i diversi attori delle gare d'ambito. Questo strumento comporta una organizzazione più omogenea delle varie concessioni, sfruttando inoltre maggiori economie di scala così da diminuire notevolmente i costi di gestione. Oltre a tutto ciò, il Regolamento risolve definitivamente le controversie legate all'impatto eccessivo del corrispettivo monetario fornito all'ente locale durante la valutazione dell'offerta per l'affidamento. Esso infatti definisce delle percentuali di importanza dei vari fattori, in modo da fornire un'equa distribuzione tra le varie attività prioritarie degli operatori: un 22% per le prestazioni previste in materia di sicurezza, 5% per il corrispettivo monetario elargito agli enti, 23% per le condizioni tariffarie e un 5% per le garanzie dichiarate dal punto di vista della qualità. Il rimanente 45% è imputato alle future manovre per il miglioramento e aggiornamento delle infrastrutture, un punteggio elevato così da favorire l'attenzione dei distributori riguardo gli investimenti sulla rete.

L'unica problematica che queste percentuali potrebbero comportare è la spinta esagerata verso l'aspetto quantitativo degli investimenti, piuttosto che il qualitativo, così da portare ad un elevato numero di interventi sulla rete, ma tutti poveri dal punto di vista del miglioramento delle prestazioni e dell'efficienza. Al fine di interpretare completamente la struttura effettiva delle gare d'ambito gas, risulta necessaria l'analisi dettagliata di cinque caratteristiche fondamentali definite dalla regolamentazione.

❖ IDENTIFICAZIONE DELLA STAZIONE APPALTANTE

La stazione appaltante di ogni ATEM rappresenta il comune responsabile dell'emissione del bando e del disciplinare di gara, e della gestione delle proposte e della loro selezione. Il loro numero è stato diminuito grazie all'applicazione degli Ambiti Territoriali Minimi e conseguentemente anche gli esborsi per le gestioni delle gare, dal momento che non variano molto al variare dell'ampiezza dell'ambito. Così si è riusciti a limitare i costi generali, evitando che gravassero troppo sugli utenti finali. Tendenzialmente tale ruolo viene affidato al comune capoluogo della provincia, così da gestire al meglio le relazioni tra i vari comuni dell'ATEM, a meno che la responsabilità non venga destinata ad una società patrimonio delle reti. Nel caso il comune capoluogo non sia in grado di gestire la gara, o esso non sia compreso nell'ambito, spetta agli enti locali la ricerca di un nuovo destinatario dell'onere, come ad esempio un comune capofila o la Provincia. In ogni caso, qualsiasi sia l'ente responsabile, vige il dovere di richiamare tutti i comuni appartenenti all'ambito che offrono la concessione entro il limite di tempo imposto dalla normativa, così da definire ufficialmente il proprio ruolo e le basi per la gestione della gara. Se l'ente responsabile non viene identificato prima di sei mesi, ricade sulla Provincia o sul comune più popoloso il dovere di inviare alla Regione un riassunto dei compiti e delle fasi già eseguiti. Questo per fornirle abbastanza informazioni da poter sostituire l'eventuale stazione appaltante e poter introdurre le prima fasi di gara. Una volta determinata la stazione appaltante, prima di sei mesi, i comuni interessati dalla concessione devono inviarle tutte le informazioni e i documenti inerenti la definizione del bando di gara, a meno che non decidano di affidarle l'ottenimento di tali informazioni direttamente dal distributore precedente. A questo punto l'ente responsabile può predisporre la base per la definizione del bando e del disciplinare, per poi gestire nel futuro la valutazione delle proposte e l'affidamento della concessione. I suoi compiti riguardano infatti anche il mantenimento della relazione con il distributore vincitore della gara ed in particolare del controllo della fornitura dal punto di vista delle tempistiche e della qualità. Nell'ottemperare a questi ultimi doveri è accompagnato da un massimo di 15 rappresentanti dei comuni interessati dalla concessione, i quali formano un'assemblea di monitoraggio⁵⁶. Il procedimento per l'assegnazione del ruolo di

⁵⁶ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, art. 2 e 3.

stazione appaltante sembra quindi relativamente chiaro ed efficace, ma esistono comunque delle incertezze che possono creare delle ambiguità a volte complesse. Per esempio, nel caso ci si debba affidare alla gestione di una società di patrimonio delle reti, non è specificato su chi debba ricadere la scelta di tale società in modo chiaro e definitivo. Allo stesso modo, non viene delineato nel dettaglio il processo di selezione della stazione appaltante, in particolare riguardo ai pesi delle valutazioni dei vari comuni. L'unica possibilità che viene riportata è una ripartizione dell'importanza dei vari enti locali sulla base del numero di clienti finali a cui forniscono il gas. L'unico modo per risolvere queste problematiche è attraverso la definizione di accordi direttamente tra i comuni dell'ambito, così da evitare alla fonte la creazione di asimmetrie informative e ambiguità decisionali⁵⁷.

❖ OBBLIGHI DEI DISTRIBUTORI NEI CONFRONTI DEGLI ENTI LOCALI

I vari comuni interessati dalla concessione necessitano di ricevere dai distributori:

- il riassunto della situazione strutturale e tecnica della rete di distribuzione nel suo complesso, focalizzandosi in particolare nell'elencare rigorosamente le aree interessate da fughe o rotture, l'entità dei punti di riconsegna e quantità di gas richiesto, oltre ad informazioni concernenti il protocollo di comunicazione delle infrastrutture utilizzate per le attività di misura del gas;
- indicazioni sulle scelte determinate dall'ARERA per quanto concerne costi e tariffe delle varie concessioni, con l'aggiunta degli esborsi monetari sostenuti dai distributori nel periodo precedente;
- l'elenco degli operatori relativi al singolo ente locale.

Tutto questo per affidamenti con conclusione precedente alla data limite indicata nel bando di gara. In caso contrario, oltre alle informazioni precedenti, il distributore deve consegnare la previsione dei miglioramenti riguardanti il sistema di fornitura per il periodo che supera tale confine temporale e la situazione al giorno di analisi. I

⁵⁷ D. ANSELMINI, 2012, *La stazione appaltante ed il soggetto gestore del rapporto*, www.fondazioneamga.it.

rispettivi comuni devono richiedere l'invio di tutte queste documentazioni e i distributori sono obbligati, con 60 giorni disponibili di tempo, ad inviare i contenuti. A questo punto i comuni stessi hanno il dovere, entro 60 giorni, di esporre domande, riflessioni o richieste di modifica. Nel caso le informazioni non vengano ricevute nei tempi prestabiliti dai vari enti o nei formati informatici determinati dall'ARERA, i comuni hanno il diritto di pretendere dei conguagli monetari volti a compensare il probabile allungamento delle tempistiche per la partenza della gara d'ambito. Ma il distributore è caratterizzato anche da altri doveri nei confronti degli enti locali, come ad esempio il concedere la visione diretta del sistema di distribuzione, importante anche per tutti i futuri operatori inerenti la gara, per comprenderne le condizioni di manutenzione. Oltre a ciò, è rilevante che per i distributori successivi vengano forniti tutti i dati riguardanti i punti di riconsegna, le fonti contabili e tutte le informazioni sull'anno in corso, in modo che il passaggio di consegne possa avvenire in modo semplice e rapido⁵⁸.

❖ ONERI DEI DISTRIBUTORI NEI CONFRONTI DEGLI ENTI LOCALI

In fase di aggiudicazione della gara, il nuovo distributore deve fornire dei corrispettivi monetari ai comuni interessati la concessione, nel dettaglio:

- come definito nella direttiva n. 407 del 2012, un quantitativo economico per compensare l'ente degli esborsi per la preparazione della gara;
- un corrispettivo direttamente al comune responsabile della gara, costituito da una quota ogni anno dell'1% della somma di valori ottenuti dalla remunerazione del capitale locale e delle attività di controllo e regolamentazione della fornitura;
- attraverso canoni definiti dall'ARERA, un indice conseguente il rimborso degli investimenti sul sistema eseguiti dai comuni e dalle imprese in possesso di quote della rete;

⁵⁸ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, art. 4.

- un corrispettivo per la concessione dell'ambito agli enti locali, individuato in un 5% del capitale di località riguardante i servizi di distribuzione e misura, e del valore dell'ammortamento;
- un esborso per l'occupazione del suolo e del sottosuolo della parte di impianto di proprietà del distributore, tranne nel caso in cui, a conclusione dell'affidamento, non sia previsto un passaggio gratuito al comune rispettivo;
- un corrispettivo per l'ottenimento dei titoli di efficienza energetica relativi ai vari enti locali, in base al quantitativo di gas fornito in ogni singolo comune nell'anno precedente⁵⁹.

Considerando tutti i punti indicati, il distributore dovrebbe conferire circa il 10% dei suoi ricavi. Questo, su previsione del Ministero dello Sviluppo Economico, permette di contenere la tasa di concessione entro i valori predeterminati per non influenzare in modo negativo la scelta della proposta migliore, e, in parallelo, di incrementare l'entità del corrispettivo monetario destinato agli enti locali.

❖ IL BANDO DI GARA E IL DISCIPLINARE DI GARA

Al fine di poter introdurre la gara mediante asta, il comune responsabile di tale onere deve per prima cosa emettere il bando e il disciplinare di gara, seguendo delle linee guida fornite dall'Autorità per rendere il più possibile omogenea la gestione di questa fase. Durante lo svolgimento di queste attività, nel caso l'operato della stazione appaltante non rispetti esattamente le indicazioni, essa ha l'obbligo di inviare una notifica per motivare le proprie scelte all'Autorità, la quale dispone di 30 giorni per poter portare obiezioni. Sono poi definite delle tracce anche per quanto riguarda i limiti minimi di sviluppo delle reti per i vari ambiti, in modo tale che gli enti responsabili abbiano un'idea ben delineata di quelli che dovranno essere gli investimenti necessari di allungamento, controllo e miglioramento della rete. Tutto ciò sempre mantenendo un'equa proporzione tra i vantaggi apportati ai clienti finali e la stabilità economica dei distributori. Ovviamente i limiti minimi citati in

⁵⁹ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, art. 8.

precedenza sono diversi per ogni singolo ambito, dal momento che variano gli elementi fondamentali di caratterizzazione, come ad esempio la densità di abitanti.

Possono essere definite due fasi in cui è suddiviso il bando di gara per ogni ATEM:

- una fase più generale, riguardante tutte le indicazioni di base per essere parte della gara, le tipologie di gestione e valutazione e gli esborsi destinati al comune responsabile;
- una seconda fase focalizzata alla descrizione dettagliata delle caratteristiche di ogni comune relativo all'ambito, partendo dall'architettura della rete e dalla qualità delle infrastrutture, fino ai valori monetari per il risarcimento al distributore precedente e alle informazioni specifiche del personale.

Come risulta ovvio, lo scopo primario del bando di gara è quello di fornire tutte le documentazioni rilevanti e necessarie per l'organizzazione e la gestione della competizione per tutti gli attori interessati. Oltre a questo, impone ai distributori la futura strutturazione degli impianti per i comuni non ancora metanizzati e include l'accordo di servizio. Per quanto riguarda invece il disciplinare di gara, si concentra sulla determinazione trasparente dei fattori rilevanti per la valutazione delle proposte di concessione, definendone quindi i pesi e le votazioni divisi per i vari contesti, e specifica il processo esatto per avanzare la propria offerta unica⁶⁰.

❖ REQUISITI PER LA PARTECIPAZIONE ALLA GARA E FATTORI DI VALUTAZIONE DELLA PROPOSTA

Concentrandosi nel dettaglio su ciò che è riportato nel Regolamento, è possibile elencare le prerogative, riferite ai distributori, necessarie per ottenere il diritto di proporre la propria offerta per la gara. Considerando in un primo momento i requisiti economico-finanziari, essi sono, alternativamente:

⁶⁰ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, art. 9.

- possedere un fatturato medio annuo negli ultimi 3 anni almeno pari alla metà del peso annuo del servizio caratterizzante la gara in questione;
- essere in possesso di certificati, forniti da due importanti enti di credito, che garantiscano la sicurezza e l'affidabilità dell'impresa nei tre anni precedenti e la capacità di ottenere un credito di dimensione tale da raggiungere almeno la somma tra la metà del peso annuo del servizio caratterizzante la gara e l'entità del risarcimento ai distributori passati.

Per quanto riguarda invece i requisiti tecnico-gestionali, le imprese devono assicurare:

- l'iscrizione all'elenco delle società della Camera di commercio, industria, artigianato e agricoltura e l'idoneità per la partecipazione ai servizi di distribuzione del gas;
- un'esperienza organizzativa provata mediante indicatori riconosciuti;
- l'ottenimento di documentazioni che attestino l'impegno dell'impresa in materia di qualità UNI ISO 9001, attraverso il controllo di sistemi energetici o idrici;
- un'esperienza distributiva concernente le normative relative alla sicurezza in azienda, provata anch'essa mediante indicatori riconosciuti.

In ogni caso queste condizioni rappresentano i vincoli di inserimento nella gara, modificate solamente in un determinato contesto. Ovvero, quando il distributore rispecchia un raggruppamento temporaneo d'impresa, o ATI, tali vincoli devono essere rispettati da tutte le società coinvolte, tenendo conto che una quota di almeno il 40% deve appartenere all'azienda principale. Sempre in questa situazione, nel caso di vittoria della concessione, prima di un mese deve essere approvato dalle figure legali delle società un soggetto giuridico come struttura di una società di capitali. Per quanto riguarda invece la scelta, da parte della stazione appaltante, della proposta vincitrice l'affidamento, essa è basata sulla valutazione di diversi fattori che determinano l'economicità di ogni offerta. Tali fattori possono essere riassunti su tre raggruppamenti, caratterizzati da specifici punteggi ognuno:

- valutazioni di tipo economico;
- garanzie di sicurezza e di qualità;
- previsioni di miglioramento e aggiornamento degli impianti.⁶¹

Le votazioni sono aggregate per ogni gruppo, partendo da delle regole di valutazione per ogni singolo fattore che sono dettagliatamente indicate nel disciplinare di gara. Per quanto riguarda l'aspetto economico, possono essere concessi fino a 28 punti, 27 per le garanzie di sicurezza e qualità della rete e della fornitura, e 45 per le previsioni di intervento sul sistema di distribuzione⁶². Come già anticipato in precedenza, l'intento è quello di ridurre l'influenza dell'esborso di concessione al comune responsabile, per questo motivo sono stati modificati i pesi dei vari gruppi, dedicando un 45% agli interventi sull'impianto. Inoltre, allo scopo di risolvere anche il problema della spinta a investimenti esagerati sulla rete, improntati solamente alla quantità, piuttosto che alla qualità, si è deciso di effettuare su ogni intervento una considerazione costi-benefici per dedurre l'efficienza. Con questi nuovi pesi si è cercato di incrementare l'attenzione verso il miglioramento ed il controllo della struttura di rete, considerando inoltre la necessità di operazioni di metanizzazione rilevanti in molti degli ambiti predisposti. Di conseguenza, in linea generale, l'obiettivo si concretizza in una fornitura del servizio all'altezza delle indicazioni dell'ARERA, con prezzi richiesti equi sulla base degli esborsi monetari necessari, garantendo continuità e qualità per i diversi utenti rimanendo focalizzati sulla ricerca di efficienza.

1.3.3 Riflessioni sugli effetti della riforma degli ATEM

Come conclusione del presente capitolo risulta possibile affermare come l'utilizzo delle gare pubbliche per Ambito Territoriale Minimo abbia chiaramente comportato importanti vantaggi sia dal punto di vista economico per gli attori coinvolti, sia dell'efficienza per l'intero settore energetico. Infatti, due dei criteri fondamentali

⁶¹ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, art. 10 e 12.

⁶² Mise, Disciplinare di gara, n. 78, 6 luglio 2015.

valutati per la concessione si basano sulla ricerca più focalizzata possibile di efficienza e sulla diminuzione dei costi⁶³. In ottica di efficientamento, lo strumento degli ATEM ha aiutato a ridefinire i fattori primari per la scelta della proposta favorevole, spingendo in modo profondo sul fatto di premiare gli esborsi per il miglioramento del sistema e per l'incremento dell'efficienza energetica, fornendo nel contempo un servizio di qualità maggiore e più affidabile. Per quanto riguarda invece la diminuzione dei costi, grazie alla suddivisione in zone di competenza più ampie, i costi di gestione e controllo sono stati notevolmente ridotti, considerando inoltre le maggiori economie di scala ottenute dalle piccole imprese grazie al processo di fusione.

In generale gli elementi favorevoli non sono solo economici, ma anche sociali e organizzativi, come ad esempio la possibilità per gli enti locali e i distributori di limitare gli argomenti di dibattito, in particolare per quanto riguarda l'entità del corrispettivo per il distributore precedente, o la definizione dettagliata da parte della normativa della preparazione, dell'importanza e dello sfruttamento del bando di gara e del disciplinare⁶⁴. Sono presenti però anche delle problematiche in riferimento all'allungamento dei tempi di introduzione e alla confusione relativa alle proroghe delle concessioni. Fin dalle prime battute il contesto degli ATEM è stato caratterizzato da dubbi sull'effettiva fortuna del processo di implementazione, il che ha portato a continue posticipazioni dei limiti temporali imposti dalla normativa e conseguenti proroghe delle concessioni in essere con i distributori precedenti. Oltre a questo, gli stessi distributori si sono macchiati di comportamenti volti alla posticipazione della partenza delle gare comunali, così da arrivare all'introduzione degli ATEM e poter contare su un ulteriore allungamento delle tempistiche organizzative e quindi del loro periodo di concessione. Anche per quanto concerne i comuni però, la situazione inizialmente era molto complessa, dal momento che la stessa Associazione Nazionale Comuni Italiani presentava opposizioni al decreto relativo agli ATEM, dichiarando che non fossero descritte adeguatamente la situazione di sviluppo e la determinazione delle divisioni territoriali. La mancanza di un processo graduale di apprendimento e conoscenza della nuova regolamentazione ha fatto in modo di rallentare enormemente la piena comprensione del funzionamento e dei vantaggi della nuova struttura di affidamento.

⁶³ Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Legge 1 ottobre 2007, n. 159, art. 46-bis, comma 2.

⁶⁴ Mise, Decreto Ministeriale 21 aprile 2011.

Inoltre, in una nota presente sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, si può leggere che “per quanto riguarda le procedure aperte, ad aprile 2011 scadranno i termini per 110 gare che riguardano un totale di 272 Comuni con 27 aggregazioni e una popolazione servita pari a 2.549.604 abitanti con quasi 1.000.000 di utenti” e che “preservare lo status quo vuol dire continuare a garantire tale valore (64.000.000 di euro) agli attuali gestori, per un tempo, al momento, indefinito”⁶⁵. Un ulteriore problema sembra essere quindi il vincolo per gli enti locali del dover mantenere, a causa delle proroghe di concessione, sempre lo stesso distributore senza alcuna possibilità di scelta del servizio, il quale potrebbe essere sfavorevole per loro dal punto di vista economico. Di conseguenza, per i comuni sarebbe stato molto utile un aggiornamento della normativa entro pochi anni, in modo da poter interpretare correttamente il contesto ed effettuare le scelte esatte, disponendo possibilmente di maggiore flessibilità riguardo ai limiti del decreto sugli ambiti.

Le difficoltà non hanno interessato solamente la fase di introduzione e partenza delle gare, infatti, anche una volta avviate, le previsioni svolte dal legislatore non sono state per nulla rispettate in riferimento alla velocità di affidamento dei vari ambiti.

Inizialmente ci si aspettava una media di circa 25 ambiti risolti a semestre, quindi di 50 all'anno, mentre a due anni dall'effettiva partenza delle gare d'ambito solamente 50 erano stati inclusi in una gara. La maggior parte dei comuni con nuove concessioni era situata nelle regioni del Lazio, per il 60%, della Lombardia e del Piemonte, e, di questi 50 ATEM, 33 erano caratterizzati dalla presenza di un distributore dominante rispetto agli altri, ovvero con più della metà del numero di punti di riconsegna. I primi due distributori sul mercato, ovvero Italgas e F2i, risultavano coinvolti in 27 e in 33 ambiti dei 50 totali, seguiti poi dalle società municipalizzate ed infine dai distributori con bacino di utenza inferiore ai 100.000 PDR. Nel seguito, all'anno 2014, la Stazione Appaltante era stata scelta ma non tutte le concessioni erano complete, bensì solamente 45 su 50⁶⁶. Per quanto riguarda invece il valore di rimborso, l'autorità ha risolto ogni possibile controversia delineando due diverse tipologie per il distributore precedente e il

⁶⁵ Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, *Nota sulle problematiche e le criticità derivanti dal decreto interministeriale di Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale*, n. 74, 31 marzo 2011.

⁶⁶ ARTHUR D. LITTLE, ottobre 2014, *Gare d'ATEM – Semaforo quasi verde?*, Utilities Viewpoint.

successivo, e tale differenza permette un più semplice calcolo dello sconto tariffario per entrambi⁶⁷.

Arrivando agli anni attuali, la condizione delle gare d'ambito gas è sempre più complessa e sfiduciata. Nonostante la pubblicazione effettiva di numerosi bandi di gara, dei 177 ambiti disponibili solamente una gara è stata portata a conclusione, ovvero l'ATEM Milano-1 con la concessione a 2i Rete Gas. Questo perché, a causa dei disallineamenti informativi e di interesse, sono stati presentati numerosi ricorsi dai comuni, accompagnati da tentativi di prolungare le tempistiche di decisione. Conseguenza finale di tutti questi fattori sono le proroghe di introduzione dei bandi e le posticipazioni dei limiti di scadenza delle gare⁶⁸.

A questo punto, con il fine di comprendere la reale situazione del settore della distribuzione del gas naturale in Italia, risulta utile riassumere le conseguenze, sia positive che negative, che il processo di liberalizzazione e l'implementazione degli Ambiti Territoriali Minimi hanno comportato per gli attori del settore e per il legislatore. Per prima cosa, la liberalizzazione ha portato senza alcun dubbio ad un aumento della concorrenza di mercato ed a un contesto più sicuro e affidabile per i clienti finali, ma i limiti nati durante la sua predisposizione hanno complicato la gestione e l'organizzazione delle relazioni tra i diversi operatori. Infatti, la riduzione dei distributori non è avvenuta secondo le previsioni del legislatore inerenti ad un'aggregazione tra le entità minori al fine di ottenere maggior quota di mercato, bensì mediante un incremento di dimensioni delle imprese di distribuzione più grandi che ha causato la scomparsa di tutte le piccole imprese incapaci di sostenere la competizione. Sebbene gli obiettivi di efficienza e riduzione dei costi siano stati comunque raggiunti grazie alle migliori economie di scala, lo scopo di maggiore concorrenza non solo non è stato consolidato, ma anzi la condizione competitiva è addirittura peggiorata. In questo senso anche l'introduzione degli ATEM ha favorito le prestazioni economiche e di efficienza per le maggiori dimensioni degli affidamenti, sebbene le problematiche di sviluppo abbiano compromesso in modo irreversibile la sua attuazione. Una di queste, ovvero la modifica dei pesi dei fattori per la valutazione delle proposte dei distributori, ha avuto il pregio di ridurre l'importanza dei canoni pagati direttamente all'ente locale,

⁶⁷ Arera, Deliberazione 24 luglio 2014, n. 367.

⁶⁸ Documentazione aziendale aggiornata a Ottobre 2018.

ma lo svantaggio di incrementare la spinta agli esborsi per il miglioramento dell'impianto solamente da un punto di vista quantitativo e non qualitativo, così da comprometterne le prestazioni. In generale, la responsabilità di rimediare a tali inefficienze è di competenza dell'Autorità, tentando di limitare situazioni simili e gestendo i processi di aggregazione di mercato e valutazione delle offerte di gara.

Per quanto riguarda il problema principale degli ATEM, ovvero l'allungamento esagerato delle tempistiche di svolgimento delle gare, è necessario fare delle considerazioni a sé stanti per l'importanza delle implicazioni. Senza dubbio inizialmente né il legislatore, né gli attori coinvolti, si sarebbero mai aspettati delle difficoltà così gravi, tali da mettere in dubbio la reale possibilità di portare a conclusione il processo. Sicuramente vi è grande incertezza sul futuro sfruttamento di questo strumento, la quale non fa altro che causare ulteriori ritardi di pubblicazione dei bandi da parte di comuni contrari ad effettuare spese di preparazione che potrebbero risultare inutili e non recuperabili. In attesa di un futuro sviluppo di queste vicende, probabilmente spinto dalle azioni dei maggiori portatori di interesse del settore, vengono citate, per concludere la riflessione, le parole dell'articolo della Staffetta Quotidiana in riferimento alla condizione attuale delle gare d'ambito gas: "Una macchina che gira a vuoto, ma continuando a consumare energie. Questa l'impressione che si ricava dall'analisi sullo stato delle gare per la distribuzione del gas, che tra pochi bandi pubblicati, continui rinvii e ancor più numerosi ricorsi, vedono rinnovarsi di anno in anno le procedure preparatorie in attesa di un decollo che non arriva. Intanto continuano ad aprirsi nuove forme di contenzioso che aggravano il contesto già ingarbugliato".⁶⁹

⁶⁹ G. GRAVAGHI, 16 aprile 2019, *Gare gas, la macchina gira a vuoto*, Staffetta Quotidiana.

CAPITOLO 2:

Fondamenti teorici utili per il calcolo dei costi operativi

Vengono ora presentati i fondamenti teorici sui quali è stato strutturato il progetto di tesi e che permettono di comprendere al meglio l'importanza dell'approccio gestionale nel contesto della definizione dei costi operativi nel servizio di distribuzione del gas.

Il capitolo analizza i vari aspetti della teoria economica, dalla definizione delle varie tipologie di costi fino alle loro diverse modalità di ripartizione nel controllo di gestione. Nello specifico, la trattazione verte sui due metodi principali di ripartizione dei costi, ovvero quello basato sui centri di costo e quello basato sulle attività, o ABC. In entrambi i casi la parte teorica verrà ripresa ed utilizzata nel caso studio presentato nel prossimo capitolo, dal momento che rappresenta uno strumento essenziale per il calcolo dei costi operativi aziendali.

2.1 Costi e metodi di ripartizione

In questo paragrafo viene analizzata la parte teorica riguardante i costi, con tutte le definizioni collegate alle varie tipologie e i metodi di ripartizione dei costi operativi, dal momento che questi concetti sono stati ampiamente utilizzati nei ragionamenti effettuati per l'ottenimento dello strumento di calcolo dei costi operativi per la distribuzione del gas analizzato nel capitolo successivo.

2.1.1 Concetto di costo: definizioni fondamentali

Viene definito “costo di produzione” la sommatoria dei valori relativi a determinati fattori impiegati in una certa attività produttiva⁷⁰. Il calcolo di tale tipologia di costi assume un ruolo fondamentale nella ricerca di soluzioni ottimali dal punto di vista dei costi e benefici, in particolar modo in quei contesti aziendali dove esistono progetti che basano la loro efficacia proprio su questo tipo di analisi, come nel caso dell’azienda considerata nello studio di questo elaborato.

Generalmente i costi possono essere suddivisi in 2 tipologie principali:

- ❖ Costi diretti: possono essere direttamente imputabili ad un determinato oggetto o fattore di costo, mediante un criterio stabilito o una misurazione diretta dell’impiego per unità di prodotto o attività. Di conseguenza, esempi di costi diretti possono essere la manodopera o i materiali utilizzati direttamente per l’ottenimento di un prodotto o progetto, sia nel caso tale utilizzo avvenga in modo esclusivo, sia nel caso avvenga su più prodotti o progetti diversi, ma risulti possibile mediante relazioni quantitative risalire al contributo specifico per ognuno di essi.

- ❖ Costi indiretti: non sono direttamente imputabili ad un oggetto o fattore di costo ed il loro contributo è definibile solo in termini di relazioni qualitative. Tali costi riguardano, ad esempio, servizi non specifici per un determinato progetto, ma comuni ed utili per tutti i progetti aziendali. Un’ulteriore distinzione utile per questa tipologia di costi è tra i servizi comuni effettuati direttamente dall’azienda, nel seguito chiamati anche “funzioni operative condivise”, ed i servizi comuni ricevuti dall’esterno, da aziende terze o holding societarie⁷¹.

Un’ulteriore distinzione riguardante i costi può essere identificata nella modalità di variazione in relazione ai volumi in gioco:

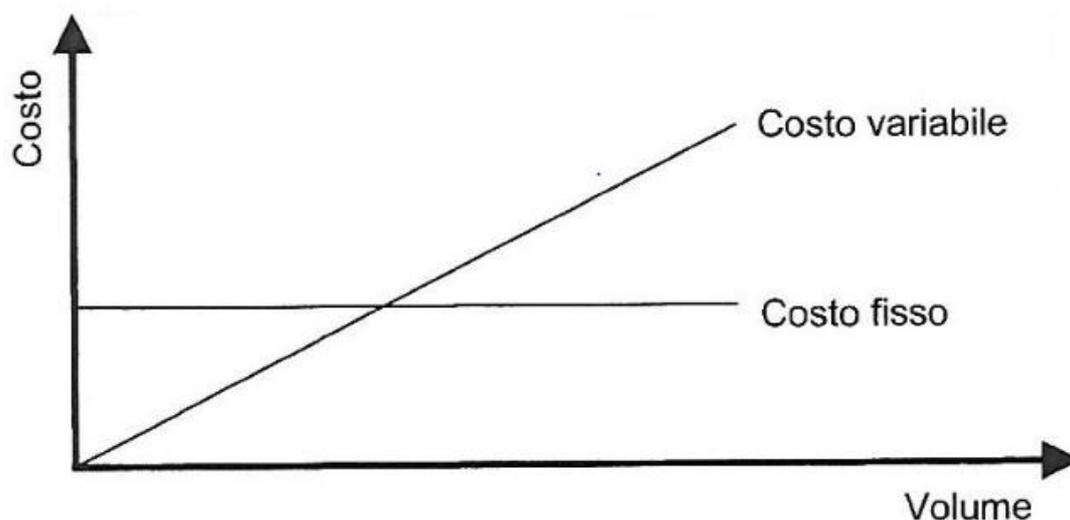
⁷⁰ M. MANFRIN e C. FORZA, 2009, *I costi di produzione*, Edizioni libreria Progetto Padova, p. 1.

⁷¹ M. MANFRIN e C. FORZA, 2009, *I costi di produzione*, Edizioni libreria Progetto Padova, pp.4-6.

- ❖ Costi variabili: sono proporzionali ai volumi, una minima variazione dell'output richiesto implica una variazione delle risorse necessarie e di conseguenza dei costi. Il fattore produttivo risulta quindi direttamente divisibile all'impiego.
- ❖ Costi fissi: il livello di attività non implica una variazione diretta dei costi, almeno entro certi limiti. Esiste di conseguenza un intervallo di tempo e di volume nel quale questi costi non variano ed esso viene definito “intervallo di significatività”⁷².

Nel linguaggio tecnico (fig. 2.1) i costi variabili vengono indicati con la sigla “CV”, i costi fissi con “CF”, mentre i costi totali, ovvero la somma dei due precedenti, con la sigla “CT”. La lettera “C” identifica l'asse dei costi, mentre la lettera “q” quello dei volumi.

Figura 2.1: costi variabili e fissi. (fonte: M. MANFRIN e C. FORZA, 2009)



Viene invece definito “costo standard”, quel costo predeterminato calcolato mediante la misurazione dei fattori produttivi utilizzati e valorizzati attraverso particolari prezzi di acquisto, il tutto ipotizzando condizioni operative standard. Tali costi vengono calcolati

⁷² M. MANFRIN e C. FORZA, 2009, *I costi di produzione*, Edizioni libreria Progetto Padova, pp. 9-11.

al fine di ottenere una stima di quelli che potranno essere i costi di prodotto o progetto e per poter rappresentare un'indicazione di confronto con gli esborsi effettivi finali.

Il procedimento di calcolo dei costi standard si focalizza su 5 fasi principali⁷³:

- ❖ Individuazione dei centri di costo (verranno definiti adeguatamente nel sottoparagrafo successivo): in questa fase i costi vengono localizzati negli specifici centri di costo al fine di individuare per ognuno di quest'ultimi l'ammontare da riferire al prodotto o progetto finale. Inoltre, vengono individuati eventuali costi controllabili, ovvero il cui totale può essere influenzato dall'azione del responsabile dei costi stessi, o non controllabili.
- ❖ Definizione delle condizioni operative standard: devono essere noti in modo deterministico sia gli input, ovvero requisiti operativi e qualità e quantità delle risorse necessarie, sia gli output richiesti, in termini di tempistiche e qualità dei prodotti o progetti, in modo da poter partire da una situazione standard e favorire il processo di normalizzazione.
- ❖ Determinazione degli standard unitari fisici e monetari: in questa fase vengono definiti i fattori produttivi e le tempistiche standard per unità di prodotto o, nel caso di progetto, per le sue varie e differenti fasi, considerando una determinata efficienza standard. A questi standard fisici sono poi affiancati i rispettivi prezzi, i quali devono essere relativamente stabili.
- ❖ Fissazione dei volumi di produzione: nel caso di un'azienda manifatturiera, si definiscono gli obiettivi di produzione di prodotto finito mentre, per aziende che forniscono servizi come per la distribuzione del gas, sono rilevanti le tempistiche di progetto ed il livello di qualità ed affidabilità richiesto.
- ❖ Sviluppo dei costi standard di prodotto o progetto: infine, vengono calcolati i costi standard per le due diverse alternative, basandosi sui costi calcolati per centri di costo fino ad arrivare all'aggregazione finale per prodotto o progetto.

⁷³ M. MANFRIN e C. FORZA, 2009, *I costi di produzione*, Edizioni libreria Progetto Padova, pp. 99-106.

In generale, l'utilizzo dei costi standard è consigliato in situazioni poco volatili e con grandi volumi in gioco, dal momento che il calcolo di tali costi risulta complesso e richiede adeguate quantità di tempo e lavoro. Dal momento che le risorse materiali e umane sfruttate sono elevate, l'utilizzo di questa metodologia è ottimale per contesti caratterizzati da stabilità e sicurezza. Il limite principale da evitare è la possibilità che lo standard diventi per l'impresa l'obiettivo massimo raggiungibile, definendo quindi un blocco di prestazioni, suggerito dalla abitudine comune. L'azienda deve quindi puntare sempre al miglioramento, non considerando lo standard come il risultato da eguagliare, bensì come un indice da cui partire per le previsioni e che può costantemente essere superato⁷⁴.

2.1.2 Il metodo dei centri di costo

Il fondamento principale di questa metodologia di ripartizione dei costi è la definizione della loro allocazione, ancor prima della determinazione della loro effettiva influenza sul prodotto o progetto finale. Tale allocazione è identificata dai centri di costo, ovvero reparti o unità aziendali che possono causare esborsi per raggiungere determinati output o obiettivi. Tutto ciò consente in prima analisi di ottenere per ognuna di queste entità la somma dei costi necessari alla loro attività, e successivamente di comprendere quali di questi siano da attribuire allo specifico output finale che si vuole conseguire⁷⁵. Nel contesto di questo elaborato, e nello specifico del caso studio che verrà presentato nel capitolo conclusivo, questa tecnica ha un'importanza rilevante dal momento che rappresenta la situazione iniziale da cui parte l'analisi e una modalità di ripartizione efficace ma non sufficientemente adeguata per gli obiettivi prestabiliti e i requisiti del bando di gara della concessione. Essa infatti implica una divisione dell'impresa in reparti con attività diverse tra loro, in modo che, nel loro complesso, possano evadere qualsiasi tipo di output richiesto dal cliente o dalla direzione aziendale. Tutti i costi, appartenenti a qualsiasi tipologia non imputabile direttamente al prodotto o progetto e

⁷⁴ M. MANFRIN e C. FORZA, 2009, *I costi di produzione*, Edizioni libreria Progetto Padova, p 111.

⁷⁵ ANNA MARIA ARCARI, 2014, *Programmazione e controllo*, McGraw-Hill Educational, pp. 41 e 42.

riguardanti un singolo centro di costo, vengono accorpati e riferiti alla singola unità, prima di essere suddivisi in base all'output finale per cui sono stati sostenuti.

Ovviamente, tutti gli elementi che influenzano direttamente il prodotto o progetto finale possono essere imputati in modo univoco e diretto senza la necessità di doverli allocare in qualche unità aziendale, come ad esempio materie prime o manodopera specifiche di un determinato output.

Al fine di raggiungere la separazione finale appena descritta, è necessario seguire quattro fasi fondamentali del metodo, le quali scandiscono nell'ordine il processo base della metodologia dei centri di costo⁷⁶:

- ❖ Definizione della localizzazione dei costi nell'esatto centro di costo: la prima fase è incentrata, in primo luogo, sulla determinazione accurata dei centri di costo. Questa attività risulta di fondamentale importanza per tutto il proseguo del metodo, di conseguenza deve essere svolta rispettando il grado di dettaglio richiesto dall'obiettivo e soprattutto proporzionalmente alle dimensioni e alla tipologia dell'impresa. In relazione ai diversi contesti possono essere quindi selezionate come centri di costo le singole unità organizzative di un'azienda, o delle aggregazioni di esse o, viceversa, singoli uffici o reparti di un'unità completa, sempre in base alla necessità di precisione di calcolo dei costi inerenti a ciascuno di essi. Il criterio essenziale per la definizione ottimale dei centri di costo è che sia concordata dai vari rappresentanti dell'azienda, in modo preciso e assoluto, una linea guida, così da strutturare uno schema che possa essere utilizzato per il proseguo del processo. Successivamente i vari costi devono essere imputati alle singole unità organizzative, tranne quelli che agiscono in modo diretto sull'output conclusivo senza appartenere ad una specifica unità. In base alle diverse tipologie di esborsi, essi possono insistere su uno o più centri di costo e devono quindi essere ripartiti nella modalità adeguata. Nel dettaglio, essi possono essere definiti "costi specifici per centro di costo" o "costi comuni", e in quest'ultimo caso devono essere suddivisi mediante predeterminate basi di ripartizione, le quali devono rispecchiare esattamente le percentuali di appartenenza dei costi alle varie unità

⁷⁶ ANNA MARIA ARCARI, 2014, *Programmazione e controllo*, McGraw-Hill Educational, pp. 46-56.

organizzative. Riassumendo, a conclusione di questa prima parte, sono stati definiti tutti i centri di costo, allocati i vari costi ad ognuno di essi e valorizzare adeguatamente le basi per poter diversificare tali esborsi.

- ❖ La gerarchizzazione dei centri di costo: una volta definiti, i centri di costo devono essere classificati e caratterizzati in base alla correlazione del loro output con il prodotto finale, così da poter identificare quattro categorie diverse e le relazioni esistenti tra loro. Nello specifico, vengono valutate le modalità con cui le risorse utilizzate da un'unità aziendale si collegano alle altre unità, in modo da strutturare una sequenza gerarchica dei centri di costo che risulterà utile nella successiva fase di allocazione. La prima categoria è rappresentata dai centri di produzione, ovvero da quelle unità che comprendono i processi di trasformazione essenziali per l'ottenimento del prodotto finale. Di conseguenza, le risorse utilizzate in questi centri sono facilmente misurabili ed imputabili direttamente all'output conclusivo, così da permettere una relazione univoca e prioritaria tra i costi di questa categoria di centri di costo e i costi del prodotto o progetto finale. La successiva categoria è quella dei centri ausiliari, ovvero quelle unità organizzative appartenenti ancora alla fase di produzione, ma con output che non influenzano direttamente l'obiettivo ultimo, bensì i rimanenti centri di produzione. Essi forniscono quindi l'input e le risorse utili per tali centri, e ne dovranno quindi essere opportunamente ripartite le utilità mediante le basi precedentemente citate. Sono poi definiti i centri di servizi, i quali non appartengono all'area della produzione, bensì a quelle aree aziendali, come ad esempio il commerciale e l'amministrazione, che eseguono compiti utili per l'intera impresa. I loro costi, in base alla tipologia, possono essere imputati agli altri centri o al prodotto o progetto ultimo, anche se in generale risulta molto complicata la misurazione effettiva delle risorse utilizzate e degli output messi a disposizione. Infine, l'ultima categoria è rappresentata dai centri virtuali, i quali non si estrinsecano in unità fisiche e reali, ma rappresentano centri di costo introdotti al fine di agglomerare tutti quegli esborsi non imputabili ad altri centri. In questo modo è possibile implementare ogni costo

in una di queste quattro categorie, e successivamente esprimere le relazioni esistenti tra esse.

Proprio al fine di determinare le inter-connessioni tra le diverse sezioni, in particolare tra le prime tre, devono essere tenuti in considerazione alcuni fattori. Innanzitutto, il fatto che le relazioni possano esistere non solo tra centri di servizi- centri ausiliari e, successivamente, centri di produzione, bensì anche internamente alla categoria di centro stessa, implicando un aumento esponenziale delle connessioni. Inoltre, è necessario individuare tutte le relazioni bidirezionali, così da avere uno schema definito e chiaro di tutte le ripartizioni che saranno fondamentali per poter ottenere il costo finale del prodotto o progetto.

La gerarchizzazione dei centri appena descritta viene utilizzata nel proseguo della descrizione del metodo, ma è necessario introdurre una diversa modalità di identificazione dei centri, sebbene risulti molto simile, dal momento che quest'ultima rispecchia in modo migliore la suddivisione dei costi analizzati nel caso studio del capitolo finale. Questa diversa gerarchizzazione è più semplice ed individua solamente tre tipologie di unità organizzative. La prima è quella dei centri finali, i quali sono responsabili di tutte quelle attività riguardanti direttamente il prodotto o progetto conclusivo e la sua collocazione nel mercato, corrispondendo quindi sommariamente alla categoria dei centri di produzione della tipologia di gerarchizzazione precedente. Successivamente sono collocati i centri ausiliari, per i quali valgono esattamente le informazioni fornite in precedenza, avendo inoltre la stessa denominazione in entrambi i casi. L'unica differenza è che, in questo caso, essi possono essere anche virtuali, ovvero costruzioni fittizie con scopo unicamente di archivio momentaneo di costi non imputabili ad altri centri reali. Infine, la terza categoria è rappresentata dai centri comuni, per i quali la stessa definizione riassume i centri di servizi ed i centri virtuali, non rientranti nei centri ausiliari già citati, appartenenti alla prima gerarchizzazione. Essi sono inerenti alle attività utili per tutta la azienda, che non influiscono direttamente sulla

strutturazione dell'output finale, bensì sull'organizzazione e la gestione dei restanti centri di costo⁷⁷.

- ❖ Allocazione dei costi ai centri di costo: a questo punto, definite tutte le relazioni tra i centri di costo e le basi di ripartizione, è possibile determinare le locazioni di tutti i costi nelle varie unità. Una volta eseguito quest'ultimo passaggio, è fondamentale imputare i costi dei centri intermedi ai centri finali, ovvero quelli che influiscono poi direttamente sul prodotto o progetto ultimo, mediante gli adeguati coefficienti per la suddivisione. Tali coefficienti di ripartizione devono essere studiati e individuati in modo esatto, dal momento che le relazioni tra le diverse unità aziendali dell'impresa possono avere caratteristiche molto diverse tra loro. Un fattore, attraverso il quale imputare gli esborsi sui differenti centri finali, può essere, ad esempio, la quantità di utilizzo di un certo servizio, con una ben definita unità di misura per rilevarlo. Nel caso non risulti possibile quantificare direttamente l'entità di impiego dell'output del centro intermedio sul centro a valle, possono essere utilizzate come basi le rilevazioni storiche degli esborsi passati, se opportunamente bilanciate sull'effettivo volume di attività richiesto nel periodo considerato. In questo modo, a partire da tutti i costi presenti in azienda, si arriva ad ottenere una allocazione definitiva su tutti i centri finali, che siano di servizio o di produzione, superando così tutte le differenze iniziali presenti tra i vari centri di costo.

- ❖ Imputazione dei costi dei centri di costo al prodotto o progetto finale: come ultimo passaggio della metodologia rimane unicamente l'ottenimento del costo finale del prodotto o progetto, avendo a disposizione la sommatoria degli esborsi inerenti ai centri finali. Al fine di raggiungere questo obiettivo, è essenziale disporre di precisi e corretti coefficienti di imputazione che determinino in modo univoco la reale influenza che ogni unità a valle delle allocazioni produce sull'output finale. Ciò è reso possibile determinando in

⁷⁷ M. MANFRIN e C. FORZA, 2009, *I costi di produzione*, Edizioni libreria Progetto Padova, pp. 55 e 56.

quale modo le risorse dei vari centri vengono assorbite dal prodotto o progetto conclusivo, specificando, dove possibile, le percentuali o le quantità esatte rispettivamente inerenti a ciascuno. Per i centri di produzione questa fase è sicuramente più semplice, dal momento che indicatori come la quantità di manodopera o di ore macchina lavorate si prestano più facilmente all'allocazione sui diversi output. Per quanto riguarda invece i centri di servizio, risulta complesso determinare adeguate basi di imputazione, per questo si cerca di scoprire delle relazioni causali tra risorse e costi, allo scopo di ottenere comunque delle suddivisioni il più possibile precise ed esatte. Se questo processo viene svolto nelle modalità adatte, il risultato conclusivo è un riassunto di come i diversi prodotti o progetti assorbono le risorse aziendali e degli input loro necessari, così da permettere lo svolgimento di ragionamenti sull'importanza reale di ciascuno di essi e sul comportamento da adottare per la loro gestione.

Questo metodo presenta però numerosi limiti che, allo stato attuale di conoscenze e richieste, lo rendono spesso insufficiente per la gestione aziendale contemporanea. Per prima cosa esso è caratterizzato da una focalizzazione spinta sui costi che, mediante l'utilizzo del costo standard, permettono di effettuare previsioni sul prezzo di vendita e sulla definizione dell'offerta. Tutto ciò risulta chiaramente inadeguato in un contesto sempre più incentrato sulle richieste e preferenze dei clienti e sui comportamenti della concorrenza. Questi fattori sono ormai essenziali per la definizione esatta della proposta di vendita e del suo corrispettivo monetario, rendendo di fatto impossibile prendere delle decisioni basandosi unicamente sui costi sostenuti per ottenere tale output. Anzi, seguendo unicamente questo metodo, l'azienda rischia di tralasciare completamente l'aspetto della soddisfazione dei clienti, con conseguente decremento di competitività sul mercato. Un secondo limite è la ridotta considerazione dei centri fornitori di servizi per l'intera impresa, i quali, soprattutto per prodotti caratterizzati da bassi volumi, possono rappresentare una percentuale sostanziosa dei costi finali dell'output. Nel metodo dei centri di costo, infatti, le risorse di tali centri vengono, in alcuni casi, ripartite mediante modalità non assolutamente precise o esatte, garantendo attenzione adeguata solamente ai centri di produzione più facilmente riconducibili al prodotto

finale. In questo modo, i costi per i servizi, che sempre più differenziano gli output aziendali, sono notevolmente sottovalutati o imputati indistintamente o erroneamente nella fase conclusiva della metodologia. Infine, un ultimo limite è collegato all'obiettivo per cui il metodo è stato creato. La ricerca di una previsione dei costi finalizzata a rendere possibile un confronto nel futuro con la situazione reale, comporta indirettamente una spinta all'ottimizzazione dell'utilizzo delle risorse ed al mantenimento dei costi sotto il limite massimo imposto dall'organizzazione aziendale. Un aumento degli esborsi oltre tale limite viene sempre interpretato come un'inefficienza, mentre potrebbe semplicemente rappresentare un maggiore utilizzo dei servizi ausiliari in base alla diversità di output prodotti⁷⁸.

In conclusione, il metodo dei centri di costo rappresenta senza dubbio un passaggio fondamentale per la semplificazione del controllo e della gestione dei costi in azienda. Esso comporta però numerosi limiti, che lo rendono insufficiente a garantire, al giorno d'oggi, prestazioni ottimali per le imprese che decidono di adottarlo. Per questo motivo, nel prossimo sotto-paragrafo, verrà presentato un metodo di ripartizione basato sulle attività aziendali, che supera le difficoltà appena descritte e rappresenta la metodologia utilizzata nel contesto finale del caso studio descritto nel capitolo conclusivo.

2.2 Il metodo ABC

Come già anticipato in precedenza, attualmente le aziende stanno ponendo sempre più attenzione a ciò che realmente crea valore per il cliente, cercando di determinare quali fattori siano fondamentali in tal senso, al fine di comprendere le relazioni tra i costi sostenuti e le effettive performance per il consumatore finale. I cambiamenti di mercato, ovvero l'aumento della varietà e della variabilità della richiesta di prodotti, hanno obbligato le imprese a modificare le proprie proposte di offerta, implicando una maggiore necessità di conoscenza dei propri processi e funzionamenti interni, in particolare riguardo alle attività che migliorano le prestazioni dell'output per i clienti. La conseguente differenziazione di prodotti e progetti aziendali implica un maggior

⁷⁸ ANNA MARIA ARCARI, 2014, *Programmazione e controllo*, McGraw-Hill Educational, pp. 56-58.

numero di referenze con minori volumi individuali, rendendo più pesante l'influenza di quei costi indiretti imputabili, con funzione ausiliaria, a tutti i reparti. Per questo motivo, risulta essenziale la focalizzazione su quelle attività che comportano vantaggi per il consumatore finale, trascurando il prima possibile quelle che creano maggiori costi e ottenendo così maggiori vantaggi competitivi nei confronti delle restanti aziende.

Mediante una metodologia basata sulle attività, non solamente sui costi, è possibile ottenere informazioni sui motivi per i quali tali costi vengono sostenuti, oltre che sulle quantità. In questo modo, analizzando nel dettaglio il contesto strategico dell'azienda, l'attenzione viene posta unicamente sulle attività rilevanti ai fini competitivi, le quali sono identificate dalle catena del valore. Tale catena permette non solo di studiare a fondo i processi aziendali, ma soprattutto di analizzare in modo chiaro gli scostamenti nei costi e le fonti di differenziazione.

Le attività identificate sono distinte in primarie e secondarie, e per quanto riguarda le prime si hanno cinque possibili tipologie⁷⁹:

- ❖ Logistica in entrata: sono comprese tutte le attività inerenti l'approvvigionamento, lo stoccaggio e la gestione interna delle risorse indispensabili per l'ottenimento del prodotto o progetto conclusivo.
- ❖ Attività operative: sono considerate tali tutte le trasformazioni interne all'impresa, che, a partire dagli input entranti, permettono di ottenere semilavorati o direttamente prodotti finiti.
- ❖ Logistica in uscita: sono comprese tutte le attività riguardanti la preparazione degli ordini e la distribuzione al cliente del prodotto finale, mediante la gestione di tutte le risorse in uscita e dei mezzi di trasporto selezionati.
- ❖ Marketing e vendite: questa tipologia di attività organizza tutti i processi inerenti le scelte in pubblicità e promozioni, con un'attenzione particolare alla forza vendita necessaria e alla determinazione dei prezzi di vendita degli output finali.

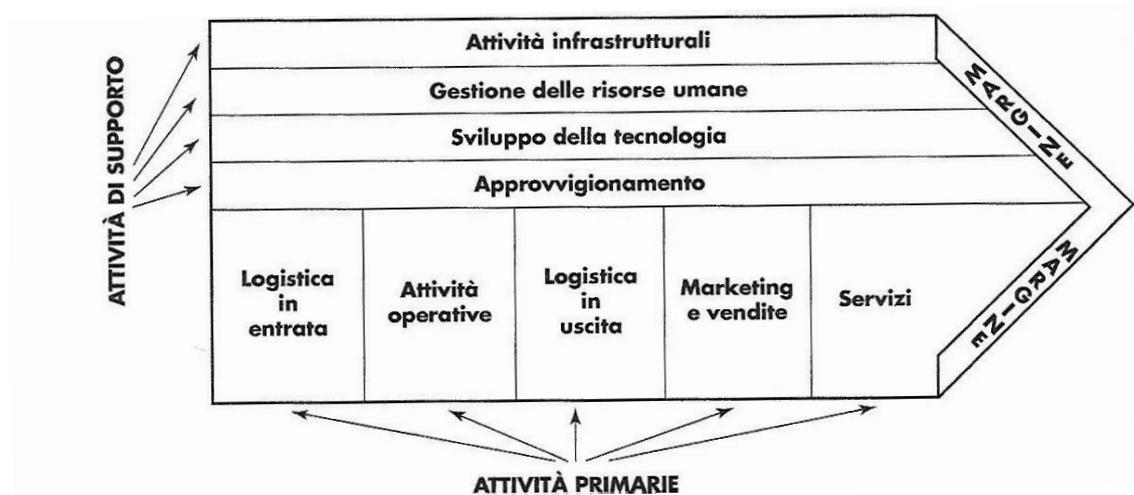
⁷⁹ ANNA MARIA ARCARI, 2014, *Programmazione e controllo*, McGraw-Hill Educational, pp. 66-68.

- ❖ Servizi alla clientela: essi si basano su tutte quelle iniziative finalizzate al miglioramento dell'esperienza e delle prestazioni di prodotto per i clienti, come, a titolo di esempio, le azioni di pronto intervento, le uscite per assistenza tecnica e installazioni, e la fornitura di componenti di ricambio.

Per quanto riguarda, invece, le attività secondarie, o di supporto, esse si riassumono nell'approvvigionamento, nello sviluppo della tecnologia, nella gestione delle risorse umane e nelle attività di staff che costituiscono l'infrastruttura dell'impresa.

Queste due tipologie di attività (fig. 2.2) forniscono una spinta competitiva rilevante per l'impresa sul mercato, permettendo di ottenere un margine di prodotto o servizio soddisfacente ed adeguato agli obiettivi primari della società.

Figura 2.2: Catena del valore. (fonte: A. M. ARCARI, 2014)



Osservando le attività appena descritte, sia primarie che secondarie, risulta chiaro che, a generare valore per il cliente, non siano solo i processi inerenti la produzione, bensì anche quelli riguardanti i rimanenti contesti aziendali. Risulta quindi evidente l'importanza di un approccio completamente diverso da quello dei centri di costo, orientato alla definizione delle attività dell'impresa specifica e del loro numero, delle

risorse utilizzate da ciascuna di esse e all'analisi delle performance dei processi per ottenimento dell'output finale.

Il metodo che riassume tutte queste caratteristiche è l'activity-based costing, o ABC, il quale si basa sull'assunto secondo cui i costi sono attribuibili alle attività mediante la quantificazione delle risorse utilizzate e, a sua volta, al prodotto o progetto finale in proporzione alle attività consumate per ottenerlo. In questo modo viene determinato un costo pieno dell'output a partire dagli esborsi sostenuti per tutte quelle attività necessarie al raggiungimento dell'obiettivo. La focalizzazione sulle attività, inoltre, comporta una visione dell'azienda diversa dalla precedente, ovvero come una successione di processi, composti per l'appunto dalle attività, che trasformano le risorse, utilizzate come input, nell'output richiesto dal cliente. Il cambiamento fondamentale che ne deriva è la dipendenza dei costi non necessariamente dalla quantità di risorse sfruttate dal processo, bensì dal numero effettivo di attività svolte internamente per l'ottenimento dell'output. Di conseguenza, l'imputazione dei costi deve avvenire in riferimento al tipo e al numero delle attività che insistono su un certo prodotto o progetto⁸⁰. Citando le parole di Alberto Bubbio, nel suo articolo scritto nel 1993 sull'Activity Based Costing, si può affermare che "l'approccio della contabilità basato sulle attività trova una precisa motivazione nella seguente considerazione: tra il prodotto ed il consumo di certe risorse non c'è un legame diretto. Pertanto, non è il prodotto che in un'impresa genera direttamente i costi e non può essere quindi l'unico oggetto di calcolo a cui imputare direttamente tutti i costi. Il prodotto, infatti, per essere ottenuto e venduto richiede che vengano svolte delle attività e sono queste ultime che consumano risorse e quindi generano i costi"⁸¹.

Il primo vantaggio è che una visione dell'impresa come insieme di processi interrelati rispecchia la vera struttura del metodo di produzione, focalizzando l'attenzione sull'efficienza ed efficacia delle attività, invece che sulla frammentazione del lavoro. Tutto ciò permette di facilitare la comprensione di come gli obiettivi possano essere raggiunti e soprattutto migliorati, evidenziando le relazioni tra costi, attività, risorse e valore per i consumatori finali. "In questo modo viene posta l'enfasi sulla gestione delle

⁸⁰ ANNA MARIA ARCARI, 2014, *Programmazione e controllo*, McGraw-Hill Educational, pp. 69-71.

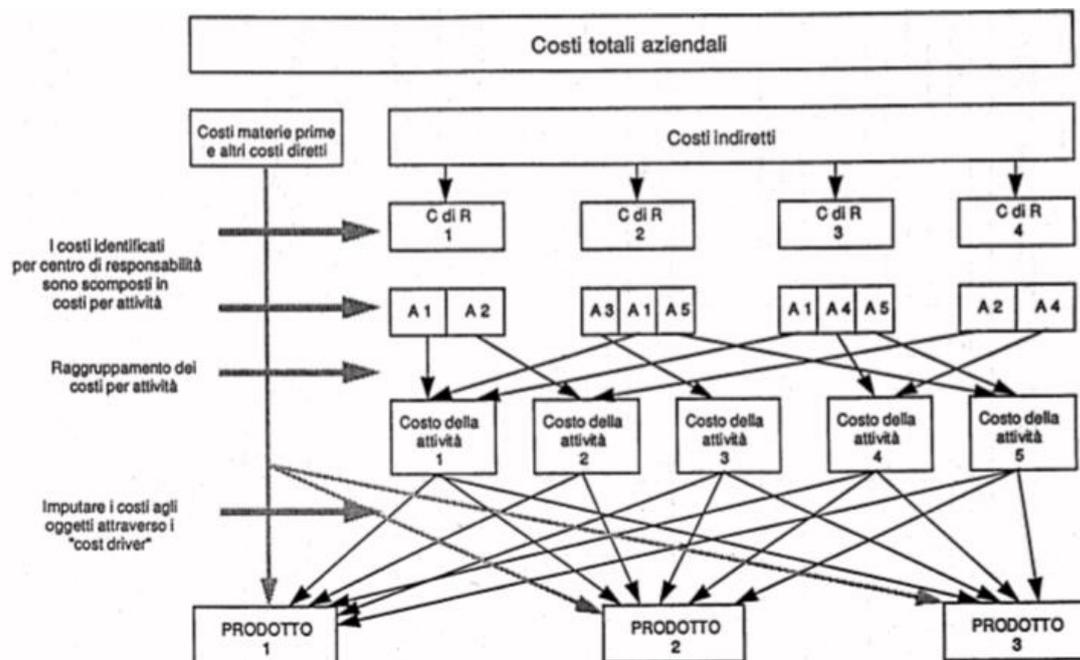
⁸¹ ALBERTO BUBBIO, dicembre 1993, *L'Activity Based Costing per la gestione dei costi di struttura e delle spese generali*, Liuc Papers n. 4.

risorse che tagliano trasversalmente le unità organizzative e che spesso rappresentano fattori o competenze chiave che influenzano la capacità dell'azienda di competere in differenti mercati”⁸². Inoltre, la rappresentazione di un'azienda in processi permette di definire uno schema delle attività che non viene modificato da cambiamenti nell'organizzazione interna e che, in ogni momento, rimane fedele agli obiettivi strategici comuni.

Il secondo vantaggio, forse il più importante considerando la tipologia di azienda presentata nel caso studio successivo, riguarda la gestione di quei costi relativi alle fasi non produttive e, nello specifico, ai servizi ausiliari. Nella metodologia dei centri di costo questo tipo di esborsi è ripartito attraverso basi non precise e spesso indifferenziate, mentre, nel caso dell'ABC, con il focus sulle attività, tutti i tipi di costi sono imputati al prodotto finali con le percentuali esatte ed accurate. Non sono più i volumi produttivi a determinare l'emergere delle varie tipologie di costi, bensì le transazioni interne all'azienda e la complessità di gestione, in particolare per i processi di tipo indiretto (fig. 2.3). Quindi, soprattutto per le aziende di servizi, nelle quali i costi ausiliari e di supporto sono rilevanti rispetto ai costi produttivi, risulta fondamentale questo metodo per garantire una ripartizione dettagliata e corretta.

⁸² ANNA MARIA ARCARI, 2014, *Programmazione e controllo*, Nota di Hergert e Morris del 1989, McGraw-Hill Educational, p. 71.

Figura 2.3: Il passaggio dai centri di costo alle attività. (fonte: ALBERTO BUBBIO, 1993.)



Entrando nel dettaglio della composizione del metodo, essa può essere scissa in tre fasi ben distinte tra loro, le quali devono essere individualmente svolte con la massima correttezza al fine di ottenere una ripartizione esatta e coerente⁸³.

❖ DETERMINAZIONE DELLE ATTIVITÀ

Il primo passo fondamentale per la strutturazione del metodo è l'individuazione di tutte le attività relative all'impresa e delle risorse ad esse collegate.

Rappresenta una fase critica del processo, dal momento che un'adeguata identificazione di tutte le attività pone le basi per una valutazione dei costi esatta e che può portare a considerazioni utili e vantaggiose riguardo gli obiettivi e le prestazioni aziendali. Il punto di arrivo è la definizione della mappa delle attività, ovvero uno strumento in grado di descrivere in ogni momento la situazione interna dell'azienda, inerente i processi di trasformazione e le

⁸³ ANNA MARIA ARCARI, 2014, *Programmazione e controllo*, McGraw-Hill Educational, pp. 72-82.

transazioni che consumano risorse chiave. Chiaramente, tale strumento risulterà diverso per ogni impresa, in particolare nella sua composizione interna. In generale però, è essenziale che sia condivisa a livello comune la definizione di ciò che un'attività rappresenta, ovvero un insieme di misure, adottate da persone o tecnologie che sfruttano le materie prime, mirate al raggiungimento di un determinato scopo, che si estrinseca nell'ottenimento di un output in grado di rispettare i canoni aziendali per l'offerta al cliente finale.

Al fine di poter determinare esattamente come distinguere le diverse attività in azienda, è consigliato riferirsi a tre criteri utili che delimitano i casi in cui due attività debbano essere distinte: nel caso rappresentino ciascuna una percentuale rilevante dei costi dell'impresa, se caratterizzate da causali dei costi eterogenee, o nel caso entrambe comportino differenziazione nell'azienda in modo diverso tra loro. In base alle esigenze aziendali ed alla complessità di gestione dei processi interni, ogni impresa individuerà un tasso di aggregazione ottimale delle attività. Il bilanciamento deve essere effettuato tra una condizione di elevata aggregazione, la quale però può portare ad una minore utilità dei risultati conseguiti, e una condizione di aggregazione meno spinta, così da ottenere informazioni più dettagliate, ma con il pericolo di incrementare troppo la complessità e l'onerosità della misurazione. L'azienda specifica mira a trovare la situazione ottimale per le proprie caratteristiche, in modo da equilibrare la necessità di dati dettagliati con il mantenimento dei costi entro una soglia massima sostenibile.

Una volta identificate, le attività possono essere classificate in tipologie differenti, così da evidenziarne le caratteristiche distintive:

- Attività primarie e secondarie, sulla base dei fattori già descritti in precedenza in questo capitolo e per l'importanza assunta nella catena del valore e nella strategia competitiva aziendale.
- Attività ripetitive e non ripetitive, focalizzando l'attenzione sull'eccezionalità di esecuzione e sulla costanza di svolgimento,

dipendenti strettamente anche dal contenuto di novità di ognuna di esse.

- Attività ordinate e autonome, ovvero transazioni la cui necessità è imputabile all'esterno o all'interno dell'impresa, in particolare riguardo all'origine della domanda.
- Attività necessarie e discrezionali, nelle quali l'importanza di attuazione è valutata dall'organizzazione e ne viene determinata l'attuazione o la posticipazione.
- Attività controllabili e non controllabili, secondo la localizzazione dei fattori che agiscono sulle attività stesse, i quali possono essere interni, e gestibili dall'azienda, o esterni, e quindi non influenzabili.
- Attività a valore aggiunto e senza valore aggiunto, in base all'effettivo ruolo svolto nella creazione del valore per il consumatore finale, con ovvie differenziazioni di importanza per l'azienda.

❖ ATTRIBUZIONE DEI COSTI ALLE ATTIVITÀ

La seconda fase del metodo fa riferimento alla ripartizione dei costi alle diverse attività basata sul loro utilizzo di risorse. In modo simile al metodo dei centri di costo, gli esborsi vengono in un primo momento riferiti ad un'entità intermedia, come le unità organizzative o le stesse attività, mentre successivamente sono imputati in maniera definitiva sui prodotti o progetti conclusivi.

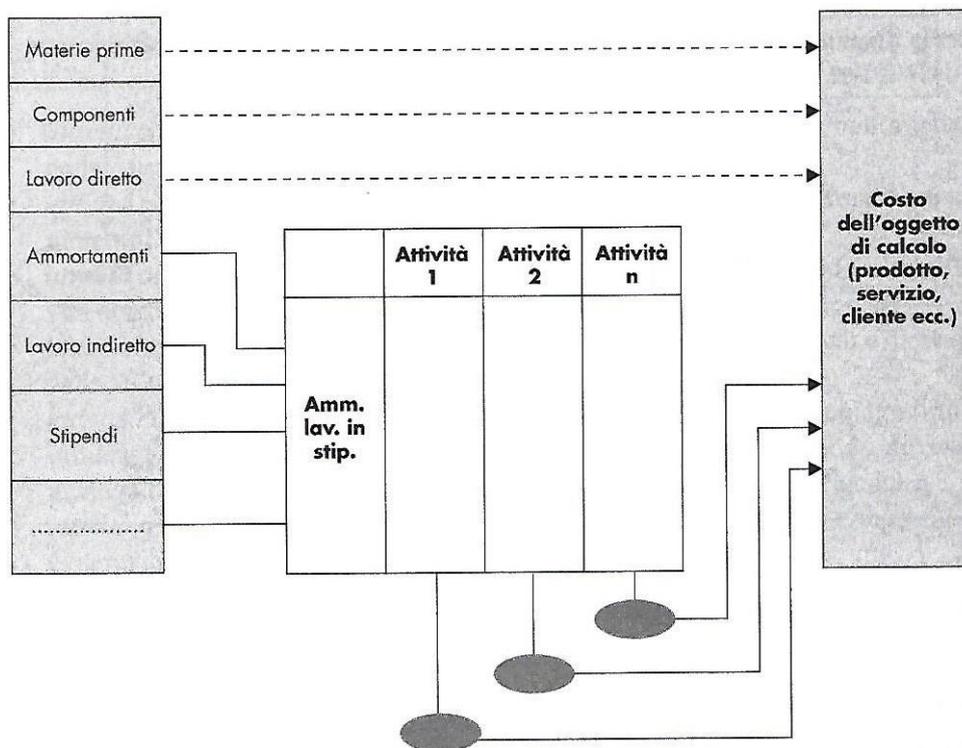
Le due tipologie di ripartizione condividono quindi una struttura del metodo molto simile, dal momento che sono costituite essenzialmente dalle stesse fasi, sebbene possano essere evidenziate almeno due differenze fondamentali, che

modificano la modalità di approccio al problema. Innanzitutto, l'entità intermedia di imputazione non è più il centro di costo, identificato in un reparto o in una unità organizzativa, ma un'attività, ovvero un singolo compito, che può essere portato a termine da un individuo o da un gruppo. Non è più presente, quindi, il riferimento ad una struttura organizzativa, bensì un legame diretto tra l'utilizzo di risorse ed i costi conseguenti per i processi.

La seconda grande differenza riguarda la dimensione degli aggregati intermedi, dal momento che per l'attività non vengono prese in considerazione strutture e personale dedicato, ma si definisce unicamente la transazione che viene effettuata. Di conseguenza, avendo dimensioni minori, la probabilità che più attività condividano le stesse risorse è molto più elevata rispetto all'utilizzo dei centri di costo. Proprio per questo motivo, per il metodo ABC, l'individuazione delle più adeguate basi di ripartizione rappresenta un fattore critico e influenzante la buona riuscita dell'obiettivo finale.

Per quanto riguarda lo svolgimento generale di questo passaggio, ed in parte del successivo, i costi direttamente imputabili all'output conclusivo sono collegati all'oggetto di calcolo finale senza ripartizioni, mentre le varie tipologie di costi indiretti sono prima imputati alle rispettive attività e poi ripartiti sui prodotti o servizi (fig. 2.4).

Figura 2.4: Imputazione dei costi alle attività. (fonte: A. M. ARCARI, 2014)



Queste basi di ripartizione vengono denominate, per il metodo in questione, “resource driver”, dal momento che determinano l’imputazione dei costi alle varie attività in riferimento alle risorse assorbite da ognuna di esse. Per ogni attività, infatti, vengono attribuiti gli utilizzi in termini di personale, macchinari, materiali e spazi, attraverso opportune basi, come numero di operatori, ore di utilizzo, percentuali di ammortamento o quantità in pezzi o altre unità di misura. Al termine di questa fase, ad ogni attività è collegata una somma di costi ottenuti dai diversi resource driver, in base a ciò che è stato effettivamente utilizzato da ciascuna di esse, così da disporre di aggregati intermedi utili per la fase successiva.

❖ IMPUTAZIONE DEI COSTI DELLE ATTIVITÀ AL PRODOTTO O PROGETTO FINALE

In questa ultima fase, i costi inerenti le diverse attività vengono imputati all'output conclusivo proporzionalmente al loro sfruttamento per raggiungere l'obiettivo predeterminato. Dal passaggio precedente, alle attività è attribuito un esborso causato dalla mole di risorse utilizzate per svolgere la transazione, mentre, in questo punto, tale esborso deve essere ripartito sui vari prodotti o progetti finali in base all'effettiva partecipazione che sostengono nella produzione dell'output. Le basi di ripartizione per quest'ultima fase del metodo sono denominate "activity driver" ed individuano il consumo delle attività per ogni singolo risultato in uscita. Viene, per prima cosa, determinato un costo del driver delle attività e, successivamente, si attribuisce tale costo all'output in base al consumo.

Risulta chiaro come questo passaggio possa potenzialmente rappresentare un ostacolo molto complicato per le grandi aziende, le quali sono caratterizzate da un elevatissimo numero di processi. Infatti l'individuazione dei singoli activity driver comporta un'enorme complessità e necessita di una grande quantità di tempo e risorse. Pertanto, è praticamente impossibile legare ogni attività ad un singolo e ben preciso driver, per questo motivo, in questi casi, vengono utilizzati dei driver comuni per più transazioni, in modo da facilitare la gestione della ripartizione. Ovviamente, queste strutture comportano una minore precisione in fase di imputazione dei costi, dal momento che per attività più o meno omogenee vengono utilizzati driver comuni, ma non sempre adeguati perfettamente ad ognuna di esse.

Sempre in riferimento al caso di imprese di grandi dimensioni, un'ulteriore problematica può nascere nel momento in cui risulti necessario un aggiornamento della lista delle attività, con modifiche o aggiunte. Una struttura così complessa, infatti, richiede ingenti esborsi e quantità di tempo per essere analizzata e rielaborata, causando grandi difficoltà di gestione e correttezza delle informazioni. Tali cambiamenti implicano un gran numero di interviste e colloqui per determinare con esattezza l'entità e la quantità di driver, rendendo di fatto il metodo ABC non ottimale per questo tipo di contesti. Una possibile soluzione a questo problema è l'utilizzo di driver legati non tanto alla quantità di

risorse sfruttate dalle varie attività, quanto alla durata delle transazioni. In questo modo, l'eterogeneità dei processi non crea più difficoltà, dal momento che i costi unitari sono riferiti alle durate delle attività, non più alle risorse consumate. Tutto ciò permette di ottenere risultati corretti anche nei casi caratterizzati da attività complesse e con alta varietà riguardo la quantità di risorse necessarie⁸⁴. In questo elaborato verrà utilizzato il metodo base dell'ABC, legato allo sfruttamento di risorse come indice per i driver di costo, dal momento che il caso studio presentato si riferisce ad una azienda di piccole-medie dimensioni, non influenzata da questo tipo di problematiche.

Le imprese, al momento della scelta dei vari driver specifici, devono tenere in considerazione tre fattori che possono essere essenziali per il raggiungimento di una ripartizione in linea con le necessità e gli obiettivi aziendali.

- Facilità di ottenimento dei dati relativi ai vari driver: per garantire un risultato efficace ed adeguato alle richieste aziendali è fondamentale utilizzare dei driver che riflettano nel modo più esatto possibile il consumo di attività dei vari output. Questo assunto si scontra però con l'attenzione ai costi che ogni impresa deve necessariamente perseguire. Per questo motivo, al fine di minimizzare i costi per la misurazione dei dati di ogni singolo driver, risulta essenziale effettuare un bilanciamento tra l'entità degli esborsi, sostenuti per ottenere le informazioni di tutte le basi di ripartizione, e la reale relazione tra i driver ed il consumo delle attività.

- Correlazione tra il consumo dell'attività previsto dal driver ed il consumo effettivo: legandosi al primo fattore, questo secondo pone l'attenzione sulla scelta adeguata di driver che rispecchino esattamente il consumo di ogni attività. Esso non suggerisce l'utilizzo dei driver tenendo in considerazione solamente il grado di facilità di ottenimento

⁸⁴ R. S. KAPLAN e S. R. ANDERSON, Articolo Accademico del novembre 2003, *Time-Driven Activity-Based Costing*.

dei dati, bensì di focalizzare l'obiettivo anche sulla reale precisione che ogni base di ripartizione comporta rispetto al consumo effettivo, così da raggiungere il bilanciamento citato nella sezione precedente.

- Comportamento indotto sulle persone dai driver: dal momento che ogni attività può essere svolta da una o più persone, il fatto di relazionare lo svolgimento della stessa ad un indicatore di consumo, come l'activity driver, implica un'influenza diretta sul comportamento dei responsabili. Infatti, la valutazione sull'efficienza di svolgimento dell'attività viene direttamente collegata a tale consumo, causando reazioni da parte degli operatori che possono essere vantaggiose o no per l'azienda, in base a come vengono gestite per renderle coerenti alla strategie dell'impresa.

Un'ulteriore caratteristica, che deve essere presa in considerazione dall'organizzazione, fa riferimento al numero ottimale di driver da utilizzare. Anche in questo caso l'impresa si trova dinanzi ad un compromesso, tra la precisione del risultato, garantita da un elevato numero di driver, e la complessità del mix produttivo aziendale, dal momento che la quantità e la varietà dei prodotti creati può permettere o meno l'aggregazione di più costi per una singola attività, riducendo così il numero di basi di ripartizione. Infatti, all'aumentare di indicatori come la varietà dei prodotti, i costi relativi delle attività e la diversità del volume di produzione, il singolo driver delle attività perde di rilevanza, obbligando l'impresa all'individuazione di driver eterogenei e numerosi.

Come per le attività, anche per gli activity driver, dopo averne determinato entità e numero, è possibile la caratterizzazione in diverse tipologie, legate a diversi ambiti della gestione aziendale.

- Driver inerenti il volume: sono compresi in questa categoria tutti i driver collegati ai costi per lavoro, materiale o personale diretto, e ai diversi gradi di produzione. In precedenza, questa sezione ha sempre

rappresentato la categoria primaria per il sistema, mentre nel seguito, grazie a questo metodo, è stata affiancata da altri criteri che rendono le informazioni sui costi dell'output più dettagliate e precise.

- Driver inerenti la complessità: questa categoria fa riferimento ai driver legati alla quantità di componenti dei prodotti, transazioni da effettuare per ottenere il risultato, movimentazioni in input e in output e azioni da svolgere in ogni singola fase del processo produttivo, indicatori del tasso di complessità di tale processo.
- Driver inerenti l'efficienza: sono considerati tutti i driver che determinano i risultati dal punto di vista delle prestazioni in efficienza, come i tempi di attrezzaggio, manutenzione, controllo e prova.
- Driver inerenti il mercato: in quest'ultima categoria sono racchiusi i driver che influenzano le offerte e la loro posizione nel mercato, legati cioè alla differenziazione di prezzo e di margine, all'ampiezza e profondità della proposta e alle prestazioni di servizio e gestione del prodotto.

Il passaggio finale di questa terza fase è il calcolo conclusivo del costo del prodotto o servizio in oggetto. Attraverso gli activity driver descritti finora, si imputano infatti i costi delle attività ai diversi output e si calcola la somma totale per ognuno. Come già suggerito in precedenza, una gestione corretta e precisa delle fasi a monte permette di ottenere dei costi totali esatti e soprattutto utili per le finalità gestionali dell'azienda. Come riepilogo dei risultati raggiunti, l'impresa dispone inoltre della possibilità di costruire una distinta delle attività, ovvero, in modo molto simile alle distinte base dei materiali, uno schema di tutte le attività necessarie per ottenere uno specifico output. Questa distinta memorizza anche le quantità di risorse uscenti dall'attività, utili per l'obiettivo finale, e i costi relativi a ciascun processo, così da permettere il calcolo istantaneo del costo pieno.

Per riassumere il tutto, nel metodo presentato vengono utilizzate due tipologie di driver distinte, ovvero i resource driver e gli activity driver. La differenza deve essere chiara per l'impresa, al fine di evitare errori grossolani ed ambiguità, dal momento che troppo spesso le loro definizioni sono confuse. Nel primo caso le basi di ripartizione imputano i costi alle varie attività facendo riferimento alla quantità di risorse sfruttate dalle stesse. Nel secondo caso, invece, i costi sono imputati ai prodotti o progetti finali, in base alle attività richieste per ottenere tale output. In realtà esiste una terza tipologia di driver, denominata "cost driver", che può essere utilizzata per comprendere la complessità nella gestione di una singola attività, la quale influisce chiaramente sulla nascita dei costi. Questi fattori sono infatti identificativi del contesto produttivo e organizzativo nel quale l'attività viene svolta, facendo riferimento ad indicatori di efficienza e prestazioni, così da riportare tale contesto ai costi che causa per lo svolgimento dell'attività. In questo modo risulta molto più semplice la comprensione di come i costi vengono generati, permettendo all'azienda di capire dove intervenire e cosa migliorare per raggiungere gli obiettivi strategici prefissati. Considerate nel loro insieme, queste tre tipologie di driver consentono una gestione dei costi completa e facilitata, scomponendo la complessità in tutti i suoi aspetti e delineando un percorso da seguire per comprendere a pieno dove nascono gli esborsi sostenuti per la produzione del suo output⁸⁵.

In conclusione, è importante evidenziare i vantaggi che la nuova metodologia ABC permette di ottenere a dispetto del metodo dei centri di costo, in particolare riguardo all'utilità dei risultati dal punto di vista strategico per l'impresa⁸⁶. Nonostante le due tecniche di ripartizione dei costi presentino una struttura a tratti molto simile, le differenti logiche di imputazione determinano risultati dalla valenza completamente diversa.

Un primo vantaggio consiste nella nuova modalità di distinzione tra costi fissi e variabili. Contrariamente ai metodi precedenti, il metodo ABC, grazie alla scomposizione più dettagliata dei costi e soprattutto alla focalizzazione sulle attività, non basa tale distinzione solamente sulla dipendenza, della variazione dei costi, dai volumi produttivi. Il concetto di variabilità viene legato alle attività e non più

⁸⁵ ANNA MARIA ARCARI, 2014, *Programmazione e controllo*, McGraw-Hill Educational, pp. 82 e 83.

⁸⁶ ANNA MARIA ARCARI, 2014, *Programmazione e controllo*, McGraw-Hill Educational, pp. 84-86.

unicamente all'utilizzo delle risorse produttive, così da definire come variabili tutti quei costi che vengono modificati al variare delle condizioni nel lungo termine, come ad esempio il numero di processi o di mercati e la complessità delle linee produttive. Fino all'introduzione di questo metodo infatti "la focalizzazione sul breve periodo nell'ambito della determinazione del costo di prodotto ha portato le aziende a considerare come fissi una quantità crescente dei loro costi di produzione. Di fatto, invece, quelli che chiamano costi fissi sono quelli che hanno mostrato gli aumenti più rapidi e più consistenti"⁸⁷. Di conseguenza, il nuovo metodo assottiglia la suddivisione netta tra costi fissi e costi variabili, focalizzando l'attenzione sul lungo termine e sulle numerose e diverse fonti di variabilità caratterizzanti tale periodo.

Un secondo vantaggio, già descritto in precedenza, è che il risultato, come costo finale dell'output, risulta più preciso ed accurato per gli obiettivi aziendali. L'utilizzo di driver più adatti e delle attività come entità intermedia di imputazione, permette di valutare in modo migliore tutti quei costi indiretti che nel metodo precedente venivano spesso ripartiti approssimativamente, conducendo ad una maggiore esattezza in tutte le fasi del procedimento. Detto ciò, non deve però essere commesso l'errore di ritenere il costo totale dell'output, ottenuto con il metodo ABC, al pari livello di un costo reale di un prodotto o progetto. Infatti, sebbene i driver utilizzati permettano di garantire una correttezza maggiore delle ripartizioni rispetto ai contesti precedenti, l'attendibilità del risultato finale non potrà mai essere abbastanza elevata da considerare il costo totale come oggettivo e equiparabile a quello reale. Questo perché in ogni driver è presente una minima quota di approssimazione e generalità, che implica l'ottenimento di una imputazione molto precisa, ma mai completamente esatta in riferimento alla situazione oggettiva. Oltre a ciò, è impossibile ottenere una tipologia di ripartizione che possa supportare ciascuna decisione in ogni contesto aziendale. Per questo motivo il risultato del metodo non può essere ottimale per ogni ambito, ma l'impresa dovrà stabilire le caratteristiche adeguate alle diverse situazioni strategiche presenti, in modo da garantire la presenza continua di basi adatte per le previsioni.

Un ulteriore vantaggio è riconducibile all'utilità assunta dal costo totale dell'output per le decisioni strategiche aziendali. Infatti, avendo a disposizione tutti i driver, delle

⁸⁷ ANNA MARIA ARCARI, 2014, *Programmazione e controllo*, Nota di Cooper e Kaplan del 1991, McGraw-Hill Educational, p. 84.

risorse, delle attività e di costo, l'azienda comprende in profondità le cause principali del sorgere degli esborsi ed i fattori cardine per lo svolgimento delle attività. In questo modo risultano chiari i passi da intraprendere per il miglioramento della gestione, le modifiche necessarie al sistema produttivo ed i costi ulteriori essenziali per l'aumento dell'efficienza e della produttività. Avviene quindi il passaggio ad una logica di lungo termine, più strategica e incentrata all'organizzazione delle attività interne dell'azienda.

Questi primi tre vantaggi possono essere riassunti e confrontati con il metodo dei centri di costo mediante una schematizzazione strutturata su tre fattori principali, i quali identificano le utilità fondamentali della ripartizione dei costi:

- ❖ Caratteristiche della rilevazione dei costi a consuntivo: non è più presente una netta distinzione tra costi fissi e variabili, bensì una focalizzazione sulla variabilità dei costi in riferimento ai cost driver. Inoltre, il calcolo totale del costo di prodotto risulta accurato e non più approssimato come in precedenza.
- ❖ Caratteristiche della preventivazione dei costi: le previsioni non risultano influenzate dall'incertezza riguardo la precisione del risultato finale, ma forniscono dati ed informazioni corrette. I driver considerati, per l'imputazione dei costi all'output finale dalle attività, non si focalizzano unicamente sulla variazione dei volumi, ma su un quadro molto più ampio di fattori.
- ❖ Impatto sulle decisioni manageriali: non esiste il rischio di basare le decisioni strategiche su informazioni non corrette, dal momento che il risultato finale permette di compiere scelte logiche orientate al lungo periodo. Il controllo di gestione non si limita all'operatività del breve periodo, ma ambisce alla determinazione di indicatori di prestazioni utili all'organizzazione e alla revisione dei processi aziendali inerenti l'ottenimento dell'output desiderato.

L'ultimo vantaggio consiste nella possibilità del metodo di alterare i comportamenti organizzativi del personale, in modo da renderli allineati agli obiettivi strategici dell'azienda. Mediante l'utilizzo dei cost driver, è possibile valutare le performance

delle varie attività e misurarle con indicatori comprensibili anche per gli stessi operatori, così da favorire la presa di coscienza di come l'output generato dal singolo influenzi l'intero processo. Tutto ciò è fondamentale sia per la definizione dei rapporti intrinseci tra le attività e gli esborsi per le risorse, sia per il perseguimento dell'ottimizzazione dei processi.

In conclusione, tutte le considerazioni affrontate finora attribuiscono al metodo basato sulle attività un'importanza fondamentale per l'individuazione di fattori utili al supporto delle decisioni strategiche aziendali. In particolare, grazie ai risultati del metodo, per l'impresa risulta possibile da un lato perseguire la politica di riduzione dei costi, tagliando sulle attività con poco valore, dall'altro aumentare gli esborsi sulle attività generanti valore, al fine di incrementare il reddito percepito finale.

In generale, è chiaro come questo metodo rappresenti un enorme miglioramento nella gestione dei costi aziendali, garantendo un elevato grado di affidabilità del risultato finale ed una comprensione ottimale delle relazioni tra processi e costi dell'impresa.

CAPITOLO 3:

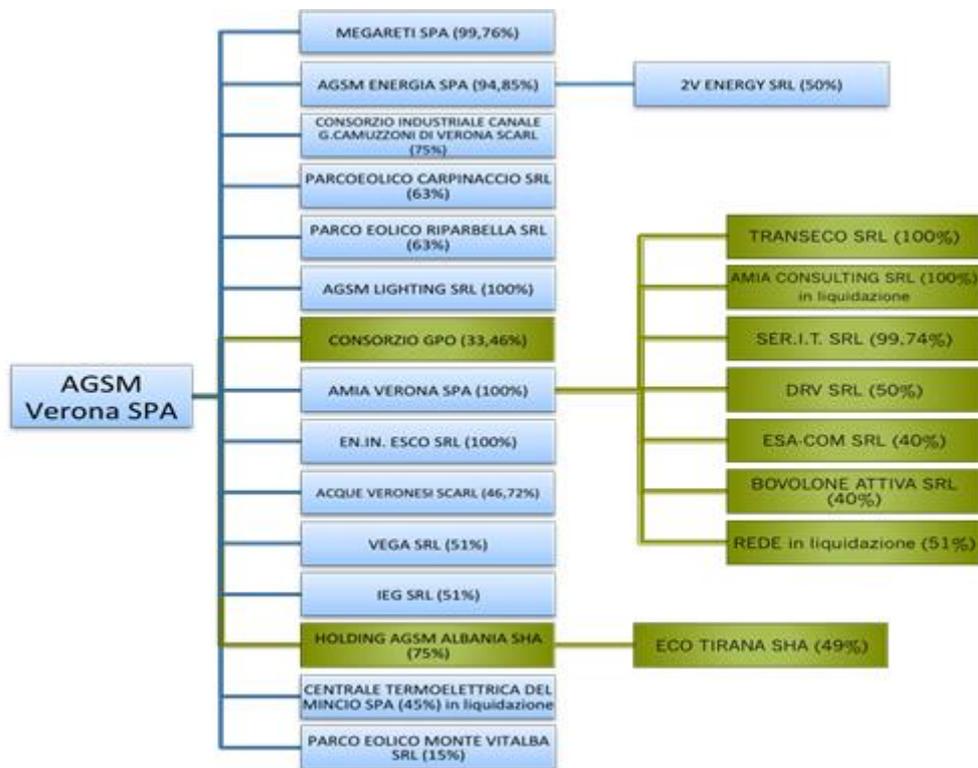
Il caso studio Megareti Spa

Viene ora introdotto il caso studio analizzato in questo elaborato, presentandone il contesto, le caratteristiche e le modalità di introduzione del lavoro. In premessa viene descritta l'azienda dove il lavoro è stato svolto, Megareti Spa, le sue origini, la nascita e la divisione societaria da AGSM. Nel seguito, il capitolo si focalizza sulla definizione del progetto stesso, in particolar modo sulle condizioni iniziali di analisi e sugli obiettivi. Per ultima, viene presentata la struttura del team di progetto utilizzata per lo sviluppo dell'analisi e le diverse responsabilità affidate ai membri del team, con particolare attenzione alla struttura organizzativa scelta e sulle implicazioni dal punto di vista della gestione del progetto.

3.1 AGSM e Megareti Spa

Megareti Spa è la società del Gruppo AGSM Verona Spa responsabile dell'erogazione del servizio di distribuzione e misura del gas e dell'energia elettrica. Nel settore del gas la società gestisce gli impianti nel comune di Verona, in quattro comuni della Valle d'Illasi, in provincia di Verona, e nel comune di Goito. Dal 1 settembre 2012 il servizio è stato allargato anche a 6 comuni della provincia di Vicenza: Chiampo, Arzignano, Nogarele Vicentino, San Pietro Mussolino, Altissimo e Crespadoro. Megareti fa quindi parte di un grande gruppo di società, allargatosi negli anni e responsabile della fornitura di numerosi servizi nel territorio veronese e in alcuni territori confinanti (fig. 3.1).

Figura 3.1: Architettura interna del Gruppo AGSM. (fonte: www.agsm.it)



Il Gruppo AGSM nasce nel 1898, con l’obiettivo di fornire energia elettrica alla zona industrializzata di Verona attraverso la propria centrale idroelettrica. Durante tutto il Novecento, arrivando fino ai giorni attuali, il gruppo si è sviluppato, sia come dimensioni che come servizi erogati, introducendo la distribuzione e misura del gas naturale, la cogenerazione utile per il teleriscaldamento e la produzione di energia da fonti rinnovabili per le famiglie e per le imprese.

Possono essere evidenziati alcuni momenti cardine della storia di questa società, che hanno delineato svolte importanti e portato alla costituzione di una società autonoma di distribuzione di energia elettrica e gas come Megareti⁸⁸.

- ❖ Nel 1898, in seguito alla decisione di costituire una rete di energia elettrica per il Comune di Verona, viene istituita la prima Azienda Elettrica Comunale, con il fine di fornire alla città energia sufficiente a garantire l’efficacia dei principali

⁸⁸ www.agsm.it e documentazione interna aziendale.

servizi pubblici e vendere alle piccole imprese locali energia a prezzi convenienti.

- ❖ Il 1923 vede la nascita della Centrale Idroelettrica ad acqua fluente di Tombetta, la quale determina un notevole salto, dal punto di vista energetico, per l'intera città, e che viene poi modernizzata nel 2005 e potenziata nel 2006. In parallelo nasce anche l'Azienda Autonoma dell'Acquedotto.
- ❖ Nel 1929 il Comune di Verona decide di costituire l'Azienda del Gas, municipalizzando il servizio di fornitura del gas naturale, in precedenza controllato e gestito da società private.
- ❖ Nel 1931 viene formata l'Azienda Generale Servizi Municipalizzati del Comune di Verona, comprendendo l'Azienda Elettrica, l'Azienda dell'Acquedotto, l'Azienda del Gas e quella Tranviaria. Nel 1996 viene poi trasformata in azienda speciale e in Società per Azioni nel 2000, con la denominazione di Azienda Generale Servizi Municipalizzati di Verona S.p.a.
- ❖ Nel 1966 viene realizzata la Centrale Termoelettrica di Ponti sul Mincio, poi potenziata mediante un secondo gruppo di produzione nel 1983 e mediante un impianto a turbogas alimentato a metano nel 2004.
- ❖ Nel 1974 viene costituito l'impianto di cogenerazione di energia elettrica e calore di Forte Procolo, utilizzata per il teleriscaldamento con motori alimentati a gas metano, il quale viene poi potenziato nel 2008 con due nuovi motori a gas. Dal 1984 al 1994 vengono poi costruite ulteriori centrali di cogenerazione dello stesso tipo, a Golosine, Banchette e Basso Acquar, ed una, invece, a turbogas a Borgo Trento, poi potenziata nel 2009.
- ❖ Nel 1982 viene implementato il servizio di depurazione delle acque della città di Verona, per trattare gli scarichi idrici raccolti nel sistema fognario.

- ❖ Nel 1984 viene realizzato l'impianto fotovoltaico di Zambelli, ovvero il primo progetto in Europa finanziato dalla Comunità Europea, potenziato poi nel 2009, mentre nel 2001 viene installato un impianto fotovoltaico sul tetto della sede di AGSM. Nel 2009 un nuovo impianto viene integrato allo Stadio Bentegodi e nel 2010 a undici padiglioni del Consorzio ZAI.
- ❖ Nel 1999, in seguito alla liberalizzazione del mercato elettrico italiano per i clienti con consumi superiori ai 30.000 MWh/anno, introdotta mediante il Decreto Bersani, viene costituita la società Scaligera Energia Srl, per sviluppare il mercato elettrico liberalizzato del Gruppo. Nel 2003 la soglia minima viene portata a 100 MWh/anno.
- ❖ Nel 2000 viene emanato il Decreto Letta, con conseguente liberalizzazione del mercato del gas per i clienti con consumi superiori ai 200.000 mc/anno. Nel 2003 si ha l'apertura del libero mercato per tutti gli utilizzatori.
- ❖ Nel 2002 avviene l'acquisizione della sezione di distribuzione di energia elettrica nei comuni di Verona e Grezzana di ENEL Distribuzione S.p.a.
- ❖ Nel 2005 avviene la trasformazione da Scaligera Energia Srl in AGSM Energia Srl. In parallelo viene progettato un impianto per la produzione di energia elettrica mediante generatori eolici nei comuni di Monterenzio e Castel del Rio, che entra in produzione nel 2008.
- ❖ Nel 2007 avviene la sostituzione dei contatori di energia elettrica tradizionali con quelli elettronici nei comuni di Verona e Grezzana, con completamento nel 2010. Inoltre, viene ceduto il ramo del Servizio Idrico Integrato a Acque Veronesi S.c.ar.l. e viene stilato un accordo con AMIA Verona per il trattamento dei rifiuti solidi urbani per la produzione di combustibile nell'impianto di Ca' del Bue.

- ❖ Nel 2009 viene conferita la distribuzione di energia elettrica alla società controllata AGSM Rete Gas e nasce AGSM Distribuzione. Vengono costruiti nuovi impianti di cogenerazione negli ospedali di Borgo Trento e Borgo Roma e un nuovo impianto idroelettrico presso la Centrale di Chievo.
- ❖ Nel 2010 AGSM Distribuzione ottiene mediante una gara d'appalto la concessione di distribuzione del gas nel comune del Goito.
- ❖ Nel 2011 AGSM Energia Spa assume il ruolo di rivenditore di gas naturale e parallelamente avviene l'apertura della Borsa Gas e l'inizio del Bilanciamento Gas.
- ❖ Nel 2012 AGSM acquisisce completamente AMIA Verona Spa e AGSM Distribuzione acquisisce la concessione alla distribuzione del gas naturale nei sei comuni della provincia di Vicenza citati in precedenza. Inoltre, viene aperta la centrale fotovoltaica di Roncà e vengono installati impianti fotovoltaici sui tetti di sette scuole veronesi.
- ❖ Tra il 2012 e il 2013 entrano in funzione tre impianti eolici, a Riparbella, a Carpinaccio e a Rivoli Veronese, mentre nel 2014 viene progettato l'impianto di Affi, poi realizzato nel 2017.
- ❖ Nel 2015 AGSM Distribuzione è la prima azienda italiana per continuità del servizio elettrico. Parallelamente viene inaugurata la centrale idroelettrica di Belfiore e viene posata la fibra ottica in Lessinia.
- ❖ Nel 2016 AGSM Distribuzione diventa Megareti Spa, come conseguenza dell' unbundling funzionale imposto dalla normativa, fattore già analizzato nel primo capitolo di questo elaborato. In risposta al desiderio del legislatore di ottenere una separazione sostanziale tra venditori e distributori di energia elettrica e gas, il Gruppo AGSM decide di dividere completamente le due fasi, utilizzando un nuovo nome per la società di distribuzione, privo di qualsiasi

legame con la società di vendita. Inoltre, tale separazione si traduce in una divisione fisica degli ambienti delle due società, al fine di evitare il più possibile il passaggio di informazioni e comunicazioni.

Da numerosi anni il Gruppo Agsm eroga servizi indispensabili e prodotti integrativi per i cittadini veronesi e per lo sviluppo delle imprese, degli enti e delle istituzioni del territorio. Tutto ciò cercando di conciliare un'elevata performance nella fornitura dei servizi ai clienti con la ricerca di fonti di energia alternative e rinnovabili, in modo da limitare il più possibile l'impatto negativo sull'ambiente. La missione principale è infatti il raggiungimento di una condizione sostenibile dal punto di vista territoriale e che permetta parallelamente di produrre ricchezza e di distribuirla all'utenza. Il ruolo del Gruppo è quindi caratterizzato dalla natura multiservizi, dal contesto normativo ed economico del settore, e dalle diverse istanze che in ciascun campo di attività derivano dagli obiettivi generali di soddisfazione del cliente.

Riassumendo, il Gruppo Agsm si occupa di produzione e distribuzione di energia elettrica e calore, distribuzione di gas e servizi di telecomunicazioni, e le sue attività sono ripartite in base al criterio delle funzionalità e articolate tra le varie società. Nello specifico, Megareti si occupa della distribuzione e misura dell'energia elettrica e del gas naturale, ottenendo la concessione all'utilizzo delle infrastrutture distributive mediante gare ad evidenza pubblica. Per i dodici anni di durata della concessione, Megareti si occupa dell'erogazione del servizio ai territori interessati, apportando modifiche e miglioramenti alle strutture al fine di incrementare le prestazioni della fornitura al cliente. Per un'azienda che offre servizi di questo tipo risulta quindi fondamentale la gestione ed il controllo dei costi inerenti la distribuzione e misura, soprattutto se desidera competere in modo efficace nelle gare pubbliche per l'affidamento del servizio agli ATEM.

3.2 Le gare ad ambito gas in Megareti

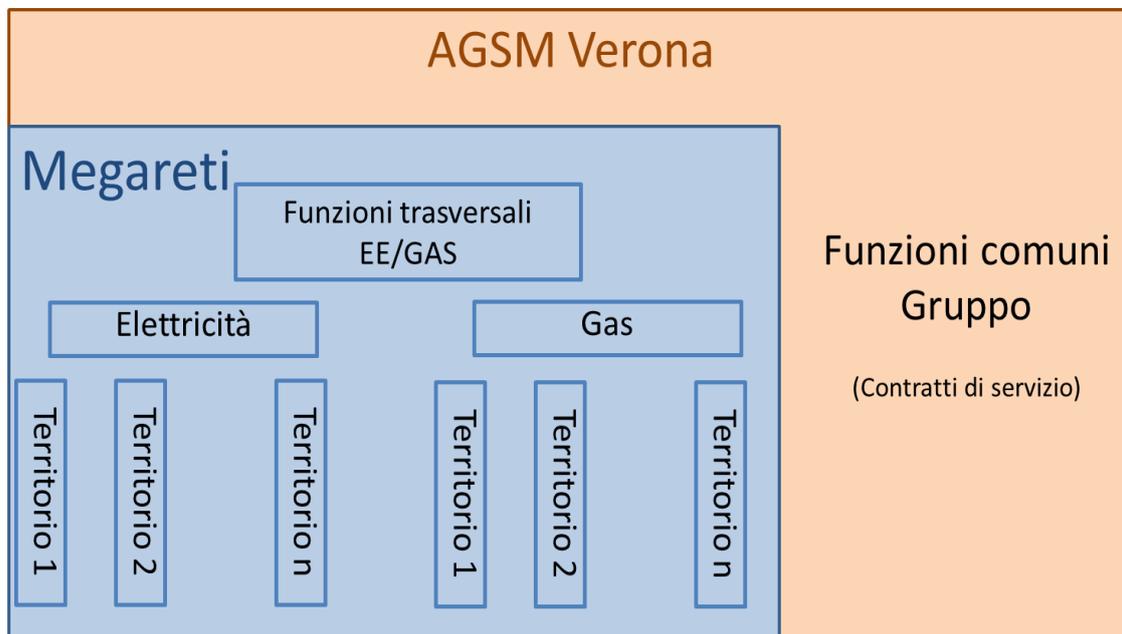
Il presente paragrafo descrive l'impostazione organizzativa che Megareti ha adottato per affrontare le modifiche territoriali degli ambiti di distribuzione del gas, sorte a seguito della partecipazione alle gare di concessione.

Come già anticipato in precedenza, Megareti gestisce la distribuzione del gas naturale e di energia elettrica su tutto il territorio del Comune di Verona dai primi del '900.

Nell'ambito del servizio gas, da ottobre 2008, a seguito di aggregazione societaria, la rete di distribuzione è stata estesa ad alcuni Comuni della provincia di Verona attualmente rientranti nell'ATEM Verona 1: Illasi, Tregnago, Badia Calavena e Selva di Progno. Da agosto 2010 Megareti ha inoltre acquisito, tramite gara, la gestione della rete gas nel Comune di Goito rientrante nell'ATEM Mantova 1. In ultimo, dal Settembre 2012, sempre mediante aggiudicazione di concessione tramite gara, Megareti svolge anche l'attività di distribuzione gas in 6 comuni della Val di Chiampo, ovvero nei comuni di Chiampo, Arzignano, Altissimo, Crespadoro, San Pietro Mussolino, Nogarole Vicentino, attualmente rientranti nell'ATEM Vicenza 4.

Megareti è collocata all'interno di un gruppo societario verticalmente integrato nel quale alcune attività non vengono gestite direttamente dal suo personale, ma da personale della società capogruppo AGSM secondo costi e modalità definiti e regolamentati in contratti di servizio stipulati tra le due società. Per quanto riguarda la struttura organizzativa di Megareti, nel tempo è stata aggiornata per rispondere ai cambiamenti gestionali conseguenti dalla partecipazione alle gare d'ambito, con la divisione tra funzioni specifiche dell'energia elettrica, del gas, o relative a entrambi i contesti, e funzioni comuni a tutto il gruppo (fig. 3.2).

Figura 3.2: Struttura organizzativa di Megareti. (fonte: documentazione interna aziendale)



Tra gli obiettivi dell'impostazione organizzativa vi è quello di contenere e razionalizzare i costi operativi in previsione dell'acquisizione di ulteriori territori a seguito del processo di razionalizzazione della distribuzione del gas in Italia avviato con le gare di ambito. Nello specifico:

- ❖ tutte le attività in “Service Outsourcing”, ovvero gestite da società terze al di fuori di AGSM, restano in tale assetto e non vengono duplicate né all'interno della struttura centrale di Megareti, né all'interno delle strutture dedicate alla gestione dei singoli ATEM;
- ❖ tutte le attività che possono essere centralizzate, come i servizi amministrativi, la segreteria, i rapporti con ARERA, la centrale di telecontrollo e il centralino di pronto intervento, non vengono duplicate all'interno delle strutture dedicate alla gestione dei singoli ATEM;
- ❖ le funzioni tecniche collegate alle attività di misura e di manutenzione e conduzione della rete, come la gestione e manutenzione dei gruppi di misura, la conduzione, l'ispezione e il pronto intervento, vengono collocate all'interno

delle strutture dedicate alla gestione dei singoli ATEM; le funzioni amministrative collegate alle attività di misura, come l'acquisizione, la validazione e la messa a disposizione dei dati di misura, vengono collocate all'interno della struttura trasversale di Megareti.

Tale modello organizzativo permette di avere una struttura flessibile, anche in termini di scalabilità, in grado di far fronte alla gestione e allo svolgimento delle attività di distribuzione, mediante una suddivisione netta delle diverse funzioni aziendali, appartenenti a Megareti o all'intero gruppo con utilità centralizzata, qui di seguito riportate:

- a) approvvigionamenti e acquisti;
- b) trasporti e autoparco;
- c) logistica e magazzini;
- d) servizi immobiliari e facility management;
- e) servizi informatici;
- f) ricerca e sviluppo;
- g) servizi di ingegneria e di costruzioni;
- h) servizi di telecomunicazione;
- i) servizi amministrativi e finanziari;
- j) organi legali e societari, alta direzione e staff centrali;
- k) servizi del personale e delle risorse umane, funzione operativa condivisa commerciale, di vendita e gestione clientela del settore elettrico;
- l) funzione operativa condivisa commerciale, di vendita e gestione clientela del settore gas;
- m) funzione operativa condivisa commerciale, di vendita e gestione clientela comune al settore elettrico e gas;
- n) funzione operativa condivisa di acquisto di energia elettrica;
- o) funzione operativa condivisa di acquisto di gas;
- p) funzione operativa condivisa di acquisto comune di energia elettrica e di gas;
- q) funzione operativa condivisa di cartografia elettronica;
- r) funzione operativa condivisa di verifica e controllo;
- s) funzione operativa condivisa di telecontrollo e ricerca perdite;

- t) funzione operativa condivisa di manutenzione e servizi tecnici.
- u) funzioni e attività di distribuzione e di misura svolte esclusivamente nel settore gas specificatamente all'interno dell'ATEM, non già incluse nelle funzioni di cui ai punti precedenti

Con il fine di partecipare alle gare per la concessione della distribuzione del gas nei diversi ambiti, Megareti ha sempre utilizzato questa suddivisione di funzioni per ripartire i vari costi per l'erogazione del servizio e predisporre l'offerta per la stazione appaltante. Per ognuna di queste voci infatti, l'azienda calcolava la somma dei costi annuali su tutto il territorio di competenza, per poi ripartire tali costi sui diversi ambiti o province mediante driver adeguati, tra i quali il più comune era rappresentato dal numero di PDR gestiti nei differenti contesti. Partendo quindi dagli esborsi annuali di un singolo ufficio o centro di costo, questi venivano imputati ai diversi ambiti in base a coefficienti di utilizzo opportunamente calcolati, così da ottenere un indicatore di costo annuale per ogni ambito. I dati conseguiti in questo modo venivano presi come base di confronto per determinare l'entità dei costi che sarebbero stati sostenuti nel caso di ottenimento di un nuovo ambito territoriale mediante gara. Tale confronto era basato sul differente numero di PDR riforniti e sulle diverse caratteristiche territoriali dei 2 ATEM. In questo modo, l'azienda ha sempre ottenuto una previsione dei costi annuali da sostenere in conseguenza dell'affidamento di un nuovo ambito territoriale per la distribuzione del gas naturale, così da poter partecipare alle gare di concessione ad evidenza pubblica, presentando tale previsione nella documentazione da fornire alla Stazione Appaltante.

Risulta chiaro come una ripartizione di questo tipo, basata sui diversi centri di costo aziendali, comporta elevate approssimazioni, dovute sia alla scarsa precisione nella scelta di driver adeguati e completi, sia alla mancanza di oggetti intermedi di imputazione, che possono facilitare e migliorare la ripartizione dei costi sulle entità finali di interesse, in particolar modo per quanto riguarda i costi indiretti. Possono essere riportati diversi esempi di queste problematiche, come nel caso di funzioni aziendali, spesso riguardanti la manutenzione ed il controllo della rete, i cui costi venivano ripartiti sul numero di PDR riforniti nei diversi territori, invece che sul quantitativo reale di interventi effettuati durante l'anno. Oppure i costi di

movimentazione e pronto intervento, suddivisi in base all'area del territorio ed il numero di clienti presenti, ma senza considerare le localizzazioni delle sedi e le effettive distanze medie percorse per raggiungere i clienti. A causa di ciò, e con l'obiettivo di rispondere nel modo migliore possibile alle indicazioni per la strutturazione dell'offerta, delineate dalla stazione appaltante, Megareti ha scelto di modificare la tipologia di calcolo dei costi inerenti la gestione della distribuzione del gas negli ATEM, passando da una ripartizione dei costi basata sui centri di costo ad una basata sulle attività caratterizzanti il servizio. Grazie alla definizione delle principali attività riguardanti i servizi di distribuzione e misura del gas, è stato possibile identificare driver specifici per tutte le tipologie di costo, più adeguati e precisi. Di conseguenza, non solo l'output finale rispecchia perfettamente le richieste della stazione appaltante dal punto di vista della suddivisione dei costi, ma permette di avere stime migliori e spesso molto discostanti dai risultati ottenuti con il metodo di ripartizione precedente.

Il presente elaborato mira quindi a delineare i cambiamenti necessari per il passaggio tra le due tipologie di ripartizione dei costi, evidenziando in particolare i vantaggi ed i miglioramenti conseguenti. Inoltre, definisce dettagliatamente la costruzione di un applicativo Excel in grado di calcolare come output l'offerta da presentare alla stazione appaltante, per quanto riguarda i soli costi operativi, o OPEX. Tale applicativo consente di effettuare la simulazione degli OPEX collegati alla gestione dell'attività di distribuzione in un determinato ambito territoriale, inserendo e gestendo le variabili e i driver di calcolo. Tale modello di simulazione è stato sviluppato in modo da poter essere utilizzato per qualsiasi ambito territoriale, tramite imputazione delle variabili specifiche e conseguente aggiornamento automatico dei costi operativi, così da essere intuitivo e flessibile.

Il progetto, al quale lo scrivente ha partecipato in prima persona, ha quindi come obiettivo l'individuazione tutti i costi operativi strettamente connessi all'acquisizione di uno o più impianti. Ciò corrisponde al subentro nella gestione di un Ambito Territoriale ad uno o più gestori, considerando i costi legati alle operazioni preliminari di ripresa dati, quelli di formazione e affiancamento, finalizzati all'avviamento di tutte le attività propedeutiche per una gestione completa, in totale sicurezza e senza soluzione di continuità rispetto al precedente gestore. Le economie di scala, di cui si forniranno dettagli nel prosieguo della presente relazione, sono evidentemente collegate anche

all'esperienza pluridecennale di Megareti in tale ambito e in tutte le attività connesse alla conduzione di una rete di distribuzione del gas. L'esperienza maturata ha infatti consentito alla società di disporre di personale altamente qualificato, preparato e competente, in grado di gestire professionalmente sia le attività di ordinaria amministrazione degli impianti e delle condotte, sia le situazioni straordinarie, garantendo sicurezza, qualità e continuità nell'erogazione dei servizi di distribuzione con standard di qualità elevati e livelli di performance di prim'ordine.

Oltre all'attività di individuazione e quantificazione degli OPEX, si ritiene fondamentale una corretta classificazione di tali costi; pertanto è stato indispensabile definire una tassonomia delle voci che rappresentano o possono rappresentare un costo d'esercizio. Con tale approccio è possibile ottenere un quadro quanto più corrispondente agli effettivi capitoli di costo, sia nel rispetto dei principi prudenziali che tipicamente caratterizzano la redazione di un bilancio d'esercizio o la predisposizione di un piano industriale. Si è voluto soddisfare i suddetti principi fondamentali di redazione del bilancio, cercando di contemperare gli stessi con la necessità, nonché l'obiettivo, di massimizzare sia il contenimento che la razionalizzazione dei costi operativi. In tal senso sono stati analizzati i costi operativi che si registrano nelle attività di distribuzione e misura del servizio gas di Megareti con riferimento agli impianti gestiti in concessione. Le analisi dei fabbisogni e delle forniture, sviluppate contemporaneamente sia dal punto di vista economico che finanziario, sono state effettuate su tutti gli anni per i quali è prevista dal Bando di Gara la gestione degli impianti.

3.3 Team di progetto e responsabilità

Al fine di completare con successo il progetto inerente la nuova metodologia di ripartizione dei costi, all'interno della struttura di Megareti e di Agsm Verona è stato individuato un Project Team impegnato nelle attività collegate alla partecipazione alle gare d'ambito gas. In questo Team sono state determinate le funzioni e i relativi Activity Leaders, al fine di produrre, per ogni ambito territoriale, la documentazione prevista dal bando di gara. Lo scrivente è stato affiancato all'Activity Leader dedicato alla

predisposizione di una simulazione di costi operativi legati alla gestione dell'attività di distribuzione del gas, in un dato ambito territoriale, su uno scenario di 12 anni. Tali costi si riferiscono alla gestione operativa dell'ambito territoriale, con il fine di determinare annualmente l'entità degli esborsi sostenuti dall'azienda. L'intera analisi, sottesa alla definizione dei valori proposti all'interno della presente relazione, è stata condotta in affiancamento all'Activity Leader. Tale figura si è costantemente interfacciata con i responsabili e i referenti dei diversi uffici e dei servizi coinvolti nelle attività di distribuzione e misura del gas, nonché con quelli delle funzioni centrali, raccogliendo da queste figure tutte le informazioni utili all'identificazione e alla quantificazione dei costi operativi. Sono state effettuate diverse riunioni finalizzate alla condivisione di alcuni aspetti che riguardano trasversalmente più uffici, addivenendo ad una visione unitaria, concordando, ove necessario, aspetti peculiari legati ai rapporti concessori e alla riorganizzazione delle risorse. Molto rilevanti sono stati i numerosi incontri con gli altri Activity Leader e il Project Leader, in modo da aggiornare il Team sulle diverse situazioni di lavoro e condividere metodi e consigli utili per il prosieguo del progetto⁸⁹.

Nello specifico, la struttura del Team non è risultata particolarmente complessa, con un Project Leader e cinque Activity Leader di riferimento per i diversi uffici. Per quanto riguarda il Project Leader, egli ha rappresentato la figura di riferimento per il team di progetto, garantendo competenze adeguate e capacità di leadership, poiché coordinatore di tutte le risorse aziendali e negoziatore con tutti gli altri attori. Il Team di progetto ha invece fornito tutte le competenze necessarie per raggiungere l'obiettivo, in modo tale da gestire al meglio il progetto in questione, con importanza rilevante al coordinamento tra le risorse del team per massimizzare l'efficienza di lavoro. Sono stati compresi poi alcuni rappresentanti dei vari uffici coinvolti, in base alla loro utilità informativa, ma senza l'obbligo di partecipazione alle riunioni periodiche di aggiornamento. In fase di preparazione dell'offerta relativa alla partecipazione alla gara di concessione per un determinato ambito, il Team ha rispettato un preciso programma di azione, per standardizzare il processo e facilitare il miglioramento e l'efficienza delle diverse fasi, le quali vengono nel seguito descritte singolarmente.

⁸⁹ Contenuto digitale fornito dal corso "Project Management", prof.ssa Verbano Chiara.

- ❖ Riunione preliminare di presentazione dell'ATEM obiettivo, organizzazione del Team e definizione delle attività e delle responsabilità, mediante l'utilizzo di una Work Breakdown Structure, o WBS, e una Organizational Breakdown Structure, o OBS. Per quanto riguarda la WBS, essa permette di schematizzare tutte le attività necessarie in una struttura ad albero rovesciato, nel quale, partendo dall'obiettivo generico, vengono esplosi i sotto-obiettivi in un primo livello, seguiti poi dalle attività ed infine dai compiti più elementari, chiamati anche Work Package, o WP. La OBS consiste invece in un organigramma del team suddiviso in sotto-team e in singoli membri, rappresentando quindi una scomposizione gerarchica delle responsabilità di progetto.

- ❖ Inizio analisi individuale per i diversi Activity Leaders, eventualmente coadiuvati da specifici referenti, al fine di ottenere tutte le informazioni utili per il calcolo dei costi inerenti al loro contesto. In questa fase i responsabili, mediante interviste ai diversi uffici coinvolti, raccolgono le informazioni e i dati riguardanti costi e driver di ripartizione per imputare i costi ai diversi ambiti territoriali.

- ❖ Aggiornamenti periodici durante riunioni con presenza dell'intero Team, all'interno delle quali, mediante un "Diagramma di Gantt" complessivo, ci si aggiorna sulle diverse situazioni e sulle percentuali di completamento dei vari tasks. Tale diagramma viene utilizzato per riassumere le varie attività e le loro tempistiche, essendo uno strumento di reporting grafico in grado di riepilogare tutte le informazioni legate alla pianificazione dei tempi in un unico schema. Risulta facile da costruire e da leggere, con le attività rappresentate da una barra orizzontale di lunghezza proporzionale alla durata dell'attività stessa e la possibilità di indicare delle date limite entro le quali dover completare i diversi tasks.

- ❖ Conclusione delle analisi individuali degli Activity Leaders, così da ottenere una valutazione dei costi dell'ambito ancora suddivisa nei diversi contesti.

Risulta fondamentale che gli output ottenuti dai vari responsabili siano espressi nelle stesse modalità, così da permetterne il confronto in modo semplice ed immediato.

- ❖ Riunione finale con aggregazione dei risultati individuali, ottenendo una valutazione complessiva di tutti i costi inerenti all'ATEM specifico, con conseguente redazione dell'offerta da presentare alla Stazione Appaltante.

Il processo descritto, sebbene nel tempo sia stato migliorato e reso più efficiente, presenta alcuni difetti sostanziali che ne inibiscono le potenzialità. Innanzitutto, in riferimento alla tipologia di struttura organizzativa utilizzata, che rende difficoltoso il lavoro degli Activity Leaders e diminuisce la velocità di preparazione. In generale, la dimensione organizzativa è caratterizzata da due fattori che ne diversificano la struttura e la progettazione, ovvero la tipologia di responsabilità affidata al Project Leader e la modalità di gestione delle risorse tra funzioni aziendali e progetto. Per quanto riguarda il primo punto, la responsabilità può essere funzionale, la quale implica che il manager abbia come compito unicamente il raggiungimento dell'obiettivo di progetto, oppure può essere gerarchica, caratterizzata da una responsabilità piena sotto tutti gli aspetti, con il manager focalizzato non solo alla conclusione ottimale del progetto, ma anche alla gestione e valutazione del personale e alla definizione dei metodi e delle procedure. Dal punto di vista delle risorse del Team di progetto, invece, si può avere una condivisione tra funzione aziendale e team, oppure delle risorse dedicate esclusivamente al progetto a tempo pieno. Nel caso di condivisione delle risorse tra funzioni aziendali e progetto, il team lavora solo a tempo parziale su di esso, mentre mantiene la funzione operativa di riferimento. Viceversa, nel caso di un team dedicato a tempo pieno sul progetto, le risorse interrompono momentaneamente i loro compiti legati alla funzione aziendale di appartenenza e sono focalizzate esclusivamente sulle mansioni assegnate loro dal manager.

Il caso studio in questione è caratterizzato da una struttura funzionale: essa prende in considerazione progetti mono-disciplinari confinati nella funzione o progetti multi-disciplinari, i quali vengono poi separati nelle singole funzioni, ma, tendenzialmente, sempre per progetti poco innovativi. Il team lavora a tempo parziale sul progetto ed il

manager possiede responsabilità funzionale. La struttura è quindi caratterizzata da un direttore generale aziendale, che delega la gestione delle varie funzioni aziendali ai responsabili di funzione. Per ognuna di tali funzioni esistono numerose risorse, alcune delle quali lavorano a tempo parziale anche sul progetto. I vantaggi riguardano una maggiore efficienza nell'utilizzo delle risorse, un potenziamento dello sviluppo specialistico-funzionale delle risorse e l'ottenimento di una soluzione vicina alla prassi standard. Si hanno però limitazioni per lo scarso presidio degli obiettivi di progetto, per la difficoltà di coordinamento tra le risorse e per i disturbi provenienti dalle attività esterne al progetto. Nel caso descritto, infatti, le difficoltà provengono principalmente dalla mancanza di tempo dei vari Activity Leaders per effettuare i tasks di progetto in parallelo alle attività quotidiane della loro funzione aziendale. Per questo motivo, questi compiti vengono spesso posticipati a fine giornata, con conseguente mancanza di concentrazione e flessibilità sufficienti ad ottenere risultati adeguati alle richieste minime del Team. Tradotto nel contesto del calcolo dei costi operativi, i driver di costo sono spesso scelti e calcolati in modo approssimativo, rendendo necessario l'affidamento del task ad una risorsa specifica e focalizzata a tempo pieno sul progetto. Oltre a ciò, l'utilizzo di un Project Leader con responsabilità funzionale non permette uno stretto controllo delle attività del Team di progetto, e nemmeno la possibilità di richiedere un maggiore impiego di tempo sui tasks prefissati, a discapito delle quotidiane attività relative alle funzioni aziendali specifiche.

Per tutti questi motivi è stata consigliata la predisposizione di una struttura per progetti pura, ovvero una struttura consona ad una azienda che lavora per progetto stabilmente e non per processi. Il team lavora a tempo pieno sul progetto, ogni risorsa ha specializzazione diversa e sono tutte coordinate dal Project Leader, che possiede autorità gerarchica. La probabilità di successo è massima rispetto alle altre strutture, dal momento che le risorse non devono concentrarsi su altre attività ed il manager, che è sempre presente, può influire sulla loro carriera. Risulta invece poco efficiente in conseguenza della necessità di una risorsa specializzata per ogni diversa squadra e della possibile duplicazione di risorse dovuta alla mancanza di coordinamento tra squadre diverse.

Detto ciò, nonostante la necessità di un cambiamento di approccio per favorire l'ottenimento di risultati soddisfacenti, l'eccessiva complessità, derivante da una

struttura per progetti pura, ha suggerito il mantenimento della struttura funzionale. Per migliorare la situazione iniziale, si è deciso quindi di semplificare le varie fasi di preparazione, ottimizzare la definizione dei driver di costo fondamentali e, soprattutto, creare un applicativo per il calcolo dei costi operativi in grado di limitare le tempistiche necessarie, facilitare e standardizzare l'utilizzo per tutti gli attori coinvolti in tale attività. Tutte queste azioni correttive, che verranno introdotte e descritte nel prossimo ed ultimo capitolo, mirano quindi a migliorare una condizione iniziale non adatta alla gestione di un progetto critico come quello del calcolo dei costi con il fine di partecipare ad una gara d'ambito gas. Infatti, prima di questo intervento, Megareti utilizzava delle modalità di preparazione e controllo della documentazione inadatte e soprattutto poco precise. I compiti assegnati ai vari componenti del Team di progetto erano spesso sottovalutati e rimandati nel tempo, assegnando maggiore importanza alle quotidiane attività operative delle rispettive funzioni aziendali. Il ruolo del Project Leader era limitato alla predisposizione dei vari tasks ed alla gestione degli output provenienti dai diversi Activity Leaders, senza la possibilità di intervenire direttamente ed in breve tempo per sollecitare il raggiungimento degli obiettivi prefissati. Di conseguenza, già a questo livello organizzativo, è stato ritenuto indispensabile un forte cambiamento di approccio e rivalutazione delle priorità, con un'analisi dei numerosi errori e delle imprecisioni riscontrate nelle documentazioni inviate per gli ambiti territoriali precedenti. Risulta quindi rilevante sottolineare come il cambiamento di metodologia di ripartizione dei costi sia stato sorretto ed affiancato da una profonda modifica dell'atteggiamento del Team e del ruolo strategico che tale progetto assume nel contesto aziendale, agendo quindi sulle fondamenta dell'organizzazione strutturale del piano di progetto.

CAPITOLO 4:

La nuova ripartizione dei costi e la creazione dell'applicativo Excel

In questo ultimo capitolo viene descritta la parte operativa e fondamentale del progetto caratterizzante il caso studio presentato in questo elaborato.

In un primo momento viene definita la nuova modalità di ripartizione dei costi basata sulle attività, descrivendone le fasi essenziali della preparazione e dell'implementazione, ed evidenziando le differenze ottenute rispetto alla metodologia precedente.

Successivamente sono presentate la creazione e l'introduzione del nuovo applicativo per il calcolo dei costi operativi inerenti la distribuzione del gas naturale in uno specifico ambito territoriale, evidenziandone le relazioni con la nuova modalità di ripartizione e spiegandone nel dettaglio logica e struttura.

4.1 Il passaggio alla ripartizione dei costi basata sulle attività

Come già anticipato in precedenza, la parte essenziale del lavoro svolto nel progetto è stata l'ottenimento di una ripartizione dei costi operativi inerenti la distribuzione del gas naturale basata sulle attività principali riguardanti tale servizio. Al fine di conseguire tale risultato, si è resa necessaria per prima cosa un'analisi profonda delle varie funzioni aziendali, in modo da entrare in possesso, mediante interviste mirate, di tutti i dati e di tutte le informazioni necessarie per poter effettuare un calcolo preciso dei costi e una definizione adeguata dei driver di ripartizione. Solo in seguito a questa analisi è stato possibile determinare in modo definitivo l'intero procedimento di ripartizione, scegliendo le attività fondamentali e soprattutto i driver ed il loro valore quantitativo.

4.1.1 La fase di raccolta dei dati

In seguito alla definizione delle responsabilità tra gli Activity Leaders del Team di progetto, è iniziata la raccolta di dati ed informazioni utili per la riuscita del progetto, mediante interviste dirette alle diverse figure di rilievo nella gestione della distribuzione del gas naturale.

Il primo passaggio è stato un interfacciamento con i responsabili delle funzioni di Megareti e Agsm Verona strettamente connesse all'attività di distribuzione del gas, dal punto di vista tecnico, amministrativo, commerciale ed economico-finanziario, per raccogliere informazioni utili alla definizione delle voci di costo da considerare.

Tali voci sono state poi suddivise in tre categorie distinte in base alla tipologia di costo.

- ❖ Costi del personale, anche denominati B1: in questa categoria sono raggruppati tutti i costi relativi alla gestione e remunerazione del personale utile alla distribuzione del gas naturale, sia operai che impiegati.

- ❖ Costi dei materiali, o B2: sono classificati in questo modo tutti gli esborsi di denaro relativi al servizio di pronto intervento, alla manutenzione e controllo delle cabine di rete, della rete di distribuzione e dei punti di riconsegna ed interconnessione, all'acquisto della strumentazione per i controlli e le misure, al noleggio e all'utilizzo dei veicoli di trasporto, e al rifornimento dei Dispositivi di Protezione Individuale.

- ❖ Costi esterni di gestione o altri costi non rientranti nelle precedenti classificazioni, anche denominati B4: fanno riferimento a questa categoria i costi riguardanti i costi per i servizi interni, come i Sistemi Informativi, e per i servizi in outsourcing, come i servizi tecnici, amministrativi e informatici.

Inoltre, per ognuna delle singole voci di costo sono state individuate tre denominazioni, le quali fanno riferimento all'origine di tali costi ed al bacino di utenza che beneficia dei servizi che garantiscono.

- ❖ SC o servizi comuni, ovvero tutte i costi inerenti le funzioni aziendali appartenenti alla società capogruppo AGSM Verona, che garantiscono servizi utili a tutte le realtà del gruppo in base alle necessità e le richieste. Vi sono riunite tutte le attività che, seppur necessarie, non sono stretta prerogativa dell'attività di distribuzione, o di un servizio in particolare. Per tali attività risulta conveniente affidarne lo svolgimento in outsourcing ad un ente che non si occupa solo del servizio gas, così da ridurre l'entità dei costi.

- ❖ FOC o funzioni operative condivise, ovvero i costi relativi a tutte le attività svolte direttamente da Megareti e centralizzate per tutti i territori in cui viene fornito il servizio di distribuzione del gas naturale. Tali funzioni utilizzano strumenti automatici centralizzati che consentono di svolgere con un basso incremento d'impiego delle risorse la stessa operazione sia per la gestione di Megareti che per un eventuale nuovo ambito territoriale. Le attività FOC per il nuovo ATEM, così come avviene per quelle già in gestione in Megareti, vengono affidate ad uffici centralizzati, che si occupano di svolgere specifiche funzioni per tutti gli ATEM in gestione a prescindere della loro localizzazione geografica. In alcuni casi, in cui la tecnologia lo consente, il personale di un ufficio previsto per lo svolgimento di un'attività FOC potrebbe essere distribuito su più sedi, operando spesso per tutte le sedi e non solo per quella in cui è assegnata.

- ❖ SD o servizio diretto, ovvero tutte le funzioni e le attività di distribuzione e di misura, svolte esclusivamente nel settore gas e riferite ad uno specifico ambito territoriale, non già incluse nelle funzioni di cui ai punti precedenti. Nell'organizzazione è previsto che tutte le risorse impiegate allocate ai Servizi Diretti siano intercambiabili e possano svolgere in caso di necessità anche le mansioni a cui non sono prevalentemente assegnate.

Successivamente alla definizione delle diverse voci di costo da considerare, si è proceduto ad una definizione quanto più possibile dettagliata delle attività caratterizzanti il contesto di analisi, mirando ad ottenere un oggetto di ripartizione dei

costi preciso e completo, che permettesse di imputare i costi ad ogni singolo ambito territoriale in modo ottimale.

Le attività tipiche di riferimento di un'impresa distributrice operante nel settore del gas sono le seguenti:

- ❖ attività di distribuzione;
- ❖ attività di misura.

All'interno dell'organigramma di Megareti, nello svolgimento del servizio di distribuzione del gas sulle reti in gestione, le suddette attività sono facilmente identificabili e associabili a dei compiti ben precisi, chiaramente dedicati a specifiche attività nettamente riconducibili all'una o all'altra classe. Grazie a tale struttura organizzativa si è potuto identificare e abbinare agevolmente i costi dei vari servizi, riconducendo i relativi costi all'attività di riferimento.

Per quanto riguarda l'attività di distribuzione sono state individuate delle sottocategorie in base all'attività di riferimento:

- pronto intervento;
- ricerca programmata delle dispersioni;
- odorizzazione e verifica del grado di odorizzazione;
- telecontrollo e gestione della rete;
- esercizio cabine di regolazione e misura, controllo del secondo salto di pressione;
- protezione catodica per la salvaguardia delle strutture metalliche;
- gestione delle condotte;
- manutenzione degli allacciamenti;
- risparmio energetico;
- accertamento della delibera 40/14, sulle disposizioni da seguire per poter attivare un'utenza di gas metano;
- prestazioni accessorie in sconto a2, ovvero servizi per il cliente mirati all'ottenimento di un punteggio maggiore in fase di aggiudicazione di gara;
- bilanciamento e fatturazione;

- operazioni commerciali;
- risorse per la preparazione dei preventivi;
- gestione delle gare;
- gestione dei rapporti concessori, obblighi connessi alla gestione e manutenzione delle infrastrutture.

Per l'attività di misura la suddivisione è stata operata in queste categorie:

- manutenzione dei gruppi di misura presso i punti di riconsegna;
- manutenzione dei gruppi di misura presso le cabine di regolazione e misura;
- manutenzione dei gruppi di misura presso i punti di interconnessione;
- manutenzione dei gruppi di misura in riferimento al Potere Calorifico Superiore;
- raccolta delle misurazioni dei dati inerenti i gruppi di misura presso i punti di riconsegna;
- gestione dei dati inerenti i gruppi di misura presso i punti di riconsegna;
- raccolta delle misurazioni dei dati inerenti i gruppi di misura presso le cabine di regolazione e misura;
- gestione dei dati inerenti i gruppi di misura presso le cabine di regolazione e misura;
- raccolta delle misurazioni dei dati inerenti i gruppi di misura presso i punti di interconnessione;
- gestione dei dati inerenti i gruppi di misura presso i punti di interconnessione;
- verifiche metriche su richieste del cliente finale;
- verifiche sui correttori.

Tutte queste attività sono state utilizzate come riferimento per l'imputazione dei costi ai diversi ambiti territoriali e quindi come strumento intermedio per la ripartizione di tutti i costi operativi inerenti la distribuzione del gas naturale. La loro individuazione è stata suggerita dalla ricerca effettuata per determinare i compiti operativi fondamentali svolti da Megareti durante la gestione annuale della distribuzione in un dato territorio.

Ragionando con l'Activity Leader di riferimento, si è arrivati a tale elenco di attività,

che può essere considerato una rappresentazione esaustiva e completa degli oggetti di ripartizione necessari per l'obiettivo prefissato.

Per quanto riguarda le voci di costo prese in considerazione, vengono elencate di seguito e descritte più dettagliatamente, così da rendere maggiormente immediati i ragionamenti sottostanti le scelte dei driver di costo e delle attività.

- ❖ Per quanto riguarda il personale, è suddiviso in funzione delle diverse attività, distinguendo le funzioni centralizzate da quelle locali. Si assume di subentrare nella gestione di tutti gli impianti e quindi di tutti i PDR oggetto di gara a partire dall'inizio del primo anno di concessione, pertanto si parte dal presupposto che, nel calcolo dei costi, sono da subito coinvolti tutti i comuni metanizzati e sono di conseguenza acquisite da subito tutte le risorse indicate nell'Allegato C del Bando di gara. Tale allegato indica il numero e la tipologia di operatori messi a disposizione dall'azienda distributrice uscente dall'ATEM.

In generale si ritiene che, per l'intera durata della concessione, per la gestione delle attività ordinarie di distribuzione e misura del gas all'interno dell'ATEM, le risorse messe a disposizione dai gestori uscenti siano in quantità idonea e sufficiente per lo svolgimento di tutte le funzioni previste, escluse le funzioni amministrative che verranno svolte dal personale già presente nell'organico di Megareti e Agsm Verona per la gestione delle reti di distribuzione gas attualmente gestite in concessione. Nei singoli casi in cui tali risorse non dovessero essere sufficienti, dovranno essere considerate dei costi aggiuntivi per il personale necessario ad espletare tutti i servizi inerenti l'attività di distribuzione.

Queste figure sono rappresentate dagli operai, il cui compito è legato direttamente all'ambito territoriale gestito, e dagli impiegati, i quali possono essere collocati nella sede del nuovo ATEM, se necessaria, oppure nella sede principale di Megareti, per tutte le attività collegate alla gestione amministrativa centralizzabili o comunque gestibili da remoto.

In riferimento al costo del personale, facendo riferimento ai dati presenti nell'allegato C del Bando di gara, viene calcolato il RAL, o Reddito Annuo

Lordo, medio di operai ed impiegati con funzioni locali e di impiegati con funzioni centrali. La formula matematica utilizzata è:

$$\begin{aligned} & \textit{Reddito annuo lordo nel periodo } n \\ & = \\ & RAL \times (1 + \textit{tasso di inflazione})^n + RAL \textit{ inflazionato} \times 30\% \\ & + RAL \textit{ inflazionato} \times \frac{1}{13} \end{aligned}$$

Dove:

- il tasso di inflazione considerato è pari all'1,5% per i primi 6 anni, ad esclusione del primo, e del 2% annuo per i successivi;
- “n” equivale al numero di periodo considerato, va da 0 a 11;
- 30% è il peso stimato che avranno gli oneri previdenziali sullo stipendio;
- 1/13 è ricollegato al costo annuo per il Trattamento di Fine Rapporto.

Per ogni anno viene calcolato il numero di risorse che viene impiegato in ciascuna mansione e il relativo RAL, costi che poi verranno ripartiti sulle varie attività, sulla base di pesi facenti riferimento alla quota parte delle mansioni svolte dalle diverse tipologie di personale.

- ❖ Per quanto riguarda la categoria dei veicoli e della strumentazione, il quantitativo numerico dei costi è caratterizzato da grande variabilità, in relazione alla tipologia di territorio considerato per la concessione. In base alle mansioni assegnate ad ognuna delle risorse coinvolte, sono attribuiti i mezzi di trasporto e la strumentazione in modo differenziato.

Partendo come base dalla flotta di veicoli aziendali già a disposizione di Megareti, per lo specifico ATEM preso in considerazione viene analizzata l'eventuale necessità di ulteriori mezzi, così da prevedere possibili costi aggiuntivi. Per ogni tipologia di autoveicolo devono essere quantificati i costi di noleggio e del carburante, in modo tale da distinguere i quantitativi da imputare alle varie attività che necessitano dei diversi veicoli. Per i mezzi di trasporto in uso presso Megareti il contratto prevede la possibilità di procedere al riscatto al

termine del periodo di noleggio, ma dopo un'attenta valutazione economica, si è ritenuto non conveniente procedere in tal senso, ma risulta più opportuna la stipula di un nuovo contratto ogniqualvolta si giunga al termine del periodo di noleggio di un autoveicolo.

Dal momento che il personale operante sulla rete deve essere obbligatoriamente dotato di dispositivi di protezione individuale, alcune specifiche attività prevedono la dotazione di strumentazione utile allo svolgimento delle stesse. Tali apparati sono associati non solo a dei costi di approvvigionamento, ma, laddove necessario, anche ad interventi periodici di manutenzione e taratura. Per l'identificazione di tali costi si è fatto riferimento ai contratti di fornitura e manutenzione di tali dotazioni attualmente in essere presso Megareti. Particolare attenzione deve essere posta nel distinguere in modo corretto i costi sostenuti ogni anno di concessione dell'ambito dai costi sostenuti solo in determinati anni in base alle necessità. Quest'ultimi costi infatti devono essere ammortizzati sui 12 anni di concessione, così da poter essere imputati annualmente alle attività scelte per la ripartizione. Nel dettaglio, i Dispositivi di Protezione Individuale coincidono per gli addetti dedicati alle attività sia di distribuzione che di misura, e devono essere opportunamente considerati in base al numero reale di operatori impiegati per l'erogazione del servizio nei vari anni.

- ❖ I costi relativi ai Sistemi Informativi fanno riferimento all'utilizzo di un software gestionale sviluppato e mantenuto da una Software House esterna, che è in grado di procedere in autonomia con le attività di acquisizione, verifica e ribaltamento dei dati e delle informazioni provenienti dai gestori uscenti. L'acquisizione e la scrittura di tali dati, ricevuti in formato elettronico all'interno del database di Megareti avviene in tempi e modalità idonei a soddisfare l'esigenza di subentrare nell'esercizio della rete garantendo continuità e qualità dei servizi di distribuzione erogati. La formazione del valore, imputabile alla predetta attività di ripresa dati da parte della Software House esterna, è richiesta alla medesima società fornendo a quest'ultima il quadro riepilogativo dei PDR oggetto di acquisizione in fase di subentro nella gestione dell'ATEM. Tale dato deve però essere aggiornato considerando il successivo andamento del numero

dei PDR, dipendente sia dall'incremento fisiologico degli stessi, sia dall'incremento implicato dalle estensioni della rete.

Appare quindi evidente che nel processo di formazione del valore di costo, riconducibile alla ripresa dei dati e all'adeguamento delle licenze software, il parametro preso a riferimento è quello del numero dei punti di riconsegna. I costi di adeguamento delle licenze sono quantificati in applicazione delle condizioni contrattuali in essere con la Software House, partendo dal numero dei PDR già serviti da Megareti e aggiungendo a questi il numero dei punti di riconsegna che si stima di acquisire nel caso di ottenimento della gestione dell'ATEM specifico. L'effettiva controparte del contratto in essere con la Software House è la società capogruppo Agsm Verona la quale, in applicazione di un contratto di servizio stipulato tra la società stessa e Megareti, vi ribalta i suddetti costi.

Il servizio offerto dai Sistemi Informativi di Agsm Verona non è riconducibile ad una mera intermediazione tra il cliente utilizzatore e il fornitore, ma vengono prestati una serie di altri servizi, quali i servizi di rete, l'archiviazione sostitutiva delle fatture, la gestione e manutenzione delle caselle di posta elettronica ordinaria e certificata. Tutto ciò è gestito mediante il pagamento di un corrispettivo prestabilito annualmente sulla base di alcuni driver condivisi, al fine di ottenere una attribuzione quanto più possibile coerente con la quantità e l'entità dei servizi erogati. Di tali aspetti legati ai contratti di servizio con Agsm Verona si forniranno maggiori e più ampi dettagli nella prossima voce relativa ai costi dei servizi in outsourcing.

- ❖ Per quanto riguarda i costi dei servizi affidati in outsourcing, Megareti si serve della società capogruppo Agsm Verona per lo svolgimento di alcune funzioni. I costi e le modalità con cui tali servizi vengono gestiti tra le due società sono definiti annualmente all'interno di prestabiliti contratti di servizio. Nello specifico, sono in essere tre contratti sulla base dei servizi offerti:

- servizi amministrativi;
- servizi tecnici;

- servizi informatici.

Per tali voci, i costi, le quantità e i relativi driver sono opportunamente ponderati al fine di quantificare l'eventuale incremento che possono subire nell'ipotesi di subentro nella gestione di un nuovo ATEM. A titolo di esempio, si osservano variazioni in aumento dei costi collegati a driver quali il numero di postazioni di lavoro o della superficie degli uffici utilizzati.

In riferimento ai servizi amministrativi, sono compresi compiti relativi ad amministrazione, finanza, controllo di gestione, manutenzione, servizi tecnici, affari legali, gestione del magazzino, parco auto, punto di manutenzione mezzi, approvvigionamenti, gestione del personale, qualità, sicurezza, ambiente e consulenza interna. Per ognuno di tali servizi viene definito un driver che determina il fattore di moltiplicazione dell'importo unitario, per ottenere il corrispettivo valore relativo all'ambito specifico considerato.

In considerazione del fatto che taluni servizi vengono offerti a corpo e non vengono distinti tra distribuzione di energia elettrica e distribuzione del gas, viene definito, per ogni differente ambito, un ulteriore driver per rispecchiare in modo esatto questa suddivisione in fase di ripartizione. In altri casi il calcolo non è basato sul peso di un servizio, bensì è possibile determinare più dettagliatamente la quantità da moltiplicare per l'importo unitario, pervenendo conseguentemente a valori più realistici ed attendibili.

La seconda categoria di funzioni affidate in outsourcing, ovvero i servizi tecnici, è riconducibile unicamente alla gestione della cartografia da parte della società capo-gruppo. Il processo di formazione del valore è basato sull'entità del corrispettivo a consuntivo dei servizi di cartografia forniti da Agsm Verona a Megareti, secondo i criteri previsti dal relativo contratto di servizio. In generale i costi per questa tipologia di servizio sono dipendenti unicamente dalla lunghezza chilometrica della rete di distribuzione.

Per quanto riguarda i Servizi Informativi, oltre ai costi già descritti in precedenza, si aggiungono ulteriori costi d'esercizio che Megareti sostiene nei confronti di Agsm Verona, in applicazione del rispettivo contratto di servizio. Innanzitutto è doveroso precisare che i costi relativi ai diversi servizi informatici

rappresentanti costi d'investimento, come l'acquisto di software e rispettive licenze, non sono oggetto della presente relazione, in quanto la stessa approfondisce i soli costi d'esercizio. Le voci di costo riconducibili a costi operativi sono invece elencate e dettagliate di seguito.

- Per le postazioni di lavoro, dal momento che, nella fase di avviamento della gestione della rete di distribuzione gas di un ATEM specifico, le risorse indicate nel relativo bando vengono considerate in quantità sufficiente per lo svolgimento delle attività relative alla distribuzione e alla misura del gas. Vengono considerate necessarie delle postazioni singole per ogni impiegato presente nella sede di riferimento, ed alcune postazioni flessibili per tutti gli operatori che svolgono compiti sia manutentivi che impiegatizi.
- Il canone di manutenzione del software gestionale, determinato dalla Software House fornendo l'andamento previsionale dei PDR a partire da quelli presenti in sede di subentro nella gestione della rete e considerando i volumi di PDR da gestire negli anni successivi, conseguenti a incrementi fisiologici ed estensioni della rete. Tali costi sono a loro volta quantificati sulla base del numero dei PDR già gestiti da Megareti con riferimento a tutte le concessioni, nonché dei suddetti incrementi del volume dei PDR da gestire derivanti dal subentro nella gestione del nuovo ATEM. Gli adeguamenti delle licenze vengono tendenzialmente imposti a determinati valori di punti di riconsegna gestiti, con un accordo specifico tra la società interessate.
- Collegata alla voce precedente, vi è poi il costo relativo alla ripresa dei dati in fase di subentro nella gestione della rete di distribuzione del nuovo ambito territoriale. Tale costo è interamente concentrato nel primo anno d'esercizio della rete nel caso sia previsto che su tutti i comuni metanizzati dell'ATEM venga avviata l'operatività del

nuovo gestore da subito e non ci siano comuni subentranti nel corso della concessione. In caso contrario, il costo è presente anche negli anni in cui nuovi comuni sono presi in carico per il servizio di distribuzione, con conseguente carico minore nel primo anno di concessione.

- Sono presenti dei costi per lo sfruttamento di ulteriori software utili per le diverse aree aziendali, che vengono sfruttati in modalità condivisa con le rimanenti società del gruppo. In generale il corrispettivo annuale viene calcolato a partire da un costo per utilizzatore, moltiplicato per il numero di utilizzatori di tale applicativo, con un'aggiunta per l'accesso al servizio. Dal momento che questi software sono già sfruttati dall'azienda per gli ambiti già in concessione, questa voce rappresenta un aumento dei costi solamente nel caso di acquisizione di ambiti territoriali che obbligano ad una revisione dei corrispettivi per tali applicativi. Il costo viene poi gestito annualmente e ripartito in modo equo in base alle eventuali modifiche delle variabili che ne determinano il risultato finale. Alcuni software non presentano un costo ad utilizzatore, bensì un valore annuo per fascia di sfruttamento in termini di tempo o giornate. Sono essenziali per l'azienda in contesti di gestione dei costi, controllo tecnico, budgeting e bilancio, sia per la parte di distribuzione del gas che dell'energia elettrica.
- Riguardo il sito web, esso viene utilizzato in modalità condivisa per entrambi i servizi gestiti. Su tale sito vengono riportate informazioni, secondo quanto disposto e deliberato da ARERA e dalla normativa di settore, moduli e documentazioni. Anche questa voce di costo viene gestita a fronte del pagamento di un corrispettivo quantificato all'interno del contratto di servizio in essere tra Megareti e Agsm Verona. Deve essere considerato un costo annuo di mantenimento del sito, tendenzialmente non variabile con il passare del tempo.

- ❖ Oltre ai costi derivanti da servizi forniti dalla società capo-gruppo, esistono ulteriori costi imputabili in outsourcing, in particolare a società esterne garanti attività di natura soprattutto tecnica.

La prima categoria di questa tipologia di voci di costo fa riferimento alla fornitura di attività di telecontrollo e consulenza su preventivi per lavori eseguiti sulla rete. Mediante contratti vengono regolamentati i tempi, i costi e le modalità di esecuzione delle suddette attività, utili in particolare per gli uffici responsabili degli allacciamenti, dei preventivi, del telecontrollo e della segnalazione dei guasti. Le aziende esterne con cui Megareti entra in contatto per questo tipo di servizi sono individuate attraverso procedure d'appalto svolte nel rispetto della normativa di riferimento.

Un'ulteriore costo operativo preso in considerazione è quello relativo all'outsourcing per le attività di gestione e manutenzione diretta della rete del gas e comprende la taratura e la manutenzione degli strumenti, la creazione degli scavi, la ricerca di eventuali fughe, l'utilizzo del gas cromatografo e tutto ciò che riguarda la protezione catodica.

Infine devono essere analizzati anche i costi riguardanti la gestione del servizio di misura, come l'appalto del servizio stesso, la verifica periodica dei contatori dal punto di vista sia del funzionamento che della misurazione, la gestione delle schede di identificazione.

La quantificazione di queste tre tipologie di voci di costo, con riferimento alla rete oggetto di acquisizione, può essere operata, in un primo momento, con il criterio della ripartizione in base al numero dei PDR.

- ❖ Vengono infine presi in considerazione tutti quei costi che non possono essere inclusi in una tipologia specifica.

Un primo esempio di tali voci può essere quello riconducibile all'odorizzante per il gas naturale, il cui costo viene tendenzialmente considerato costante su base annua per l'intera durata della concessione.

Anche l'eventuale necessità di una sede secondaria nell'ambito territoriale di riferimento comporta senza dubbio dei costi, dovuti principalmente all'affitto dell'edificio, dipendente dalla sua tipologia e dal luogo in cui è situato. Oltre a

ciò, una scelta adeguata della nuova sede può chiaramente impattare anche sui costi relativi ai mezzi ed agli interventi sulla rete.

Un ulteriore costo operativo, anche se di minore rilevanza, è il canone per l'occupazione di spazi ed aree pubbliche, o COSAP, che viene corrisposto annualmente al comune su cui insiste la rete di distribuzione del gas. Tale canone viene calcolato in base alla popolazione del comune di riferimento, con una tariffa relativa che viene poi moltiplicata per il numero di PDR del comune, con un valore minimo del quantitativo complessivo.

Infine, sono riportate tutti i costi rimanenti, non imputabili a alcuna categoria precedentemente descritta, e risultanti dai conti analitici di gestione di Megareti, sempre riconducibili alle attività di distribuzione e misura del gas. Tutte queste ultime voci sono comprese nella categoria B2, inerente ai costi per i materiali, e vengono di seguito elencati gli ambiti a cui fanno riferimento:

- divisione della distribuzione del gas naturale;
- derivazioni ed allacciamenti;
- cabine primarie e stoccaggi;
- cabine di rete;
- cabine di utenza;
- altri costi di gestione degli impianti e dello stoccaggio.;
- posa, sostituzione e spostamento delle infrastrutture;
- installazione e manutenzione dei punti di riconsegna;
- installazione e manutenzione dei punti di interconnessione;
- gestione dei dati di misura per i punti di riconsegna del gas;
- gestione dei dati di misura per i punti di interconnessione del gas;
- interventi di natura commerciale;
- verifica dei dispositivi per la conversione del gas;
- pronto intervento;
- rete di distribuzione;
- protezione catodica;
- monitoraggio dei parametri e delle fughe di rete;
- rete di trasporto;

- altri costi di gestione.

4.1.2 Determinazione dei driver di costo e delle attività

In seguito alla definizione di tutte le voci di costo prese in considerazione e di tutte le attività scelte come oggetto intermedio di ripartizione, ci si è focalizzati sul compito più complesso del progetto in essere, ovvero la scelta e la quantificazione dei driver dei costi e delle attività. Con l'ausilio dell'Activity Leader di riferimento, si è cercato di individuare nel modo corretto le relazioni presenti tra le voci di costo e le attività svolte dall'azienda per garantire il servizio, e tra le attività ed il progetto completo, riferito ad un ben preciso ambito territoriale.

Per quanto riguarda l'individuazione dei driver di costo, il processo è stato suddiviso in base alle specifiche voci elencate in precedenza, dal momento che le stesse politiche di ripartizione sulle attività sono differenti al variare della tipologia di costo presa in considerazione.

In riferimento ad il costo del personale, successivamente all'ottenimento del numero di operatori da gestire per ogni anno di concessione, dall'Allegato C del Bando di gara, ed alla suddivisione del personale nelle varie categorie determinate, si è cercato di quantificare dei pesi che rappresentassero in modo realistico il coefficiente di lavoro di ogni categoria di operatore in riferimento ad ognuna delle attività selezionate.

In un primo momento è stata operata la suddivisione nelle categorie, ovvero operai, eventuali dirigenti, e impiegati, quest'ultimi ulteriormente caratterizzabili in base al servizio offerto, se diretto sull'ambito o centralizzato nella sede di Verona. Per ognuna delle categorie si sono poi analizzate delle stime sulle reali ore di lavoro sostenute per le diverse attività elencate nel sotto-paragrafo precedente, sia per il servizio di distribuzione che di misura. Tale analisi ha implicato la disponibilità di dati storici annuali sulle diverse attività scelte, misurati talvolta in ore di lavoro mensili o settimanali, talvolta in numero di richieste di quel preciso compito, come nell'esempio delle uscite degli operai necessari per il pronto intervento.

Chiaramente, tra operai e impiegati i pesi e le attività preferenziali sono risultati molto diversi, dal momento che, per il calcolo dei coefficienti di lavoro, si sono considerate in percentuale le ore di occupazione su ognuna delle attività in un'intera giornata lavorativa. In questo modo è stato possibile ottenere degli indici reali di ripartizione dei costi sulle diverse attività di distribuzione e misura, imputando a ciascuna di esse, in percentuale, la risultante dei Redditi Annui Lordi di tutto il personale considerato.

Per quanto riguarda i costi inerenti veicoli e strumentazione, l'analisi è stata sostenuta in modo differente. Innanzitutto, in riferimento ai costi per i veicoli necessari alla gestione e alla fornitura del servizio, sono stati distinti gli esborsi relativi al noleggio dei mezzi dagli esborsi sostenuti unicamente per il rifornimento di carburante. Nel seguito, dopo averli calcolati annualmente e sommati tra loro, il totale è stato imputato sulle diverse attività di distribuzione e misura.

Tale imputazione è stata preceduta da un'allocazione delle varie categorie di mezzi alle singole attività che necessitano di specifici servizi di trasporto o di interventi diretti sul campo, così da individuare una corrispondenza esatta tra le varie entità considerate. In questo modo, avendo una relazione diretta tra tipologia di attività e categoria del mezzo utilizzato, è stato possibile ripartire la sommatoria annuale dei costi dei veicoli sui diversi oggetti di ripartizione intermedi. Nei casi in cui la stessa categoria di mezzo risultava necessaria per più di una attività, il driver di suddivisione del costo totale, inerente la categoria considerata, è stato identificato nei pesi relativi utilizzati per la ripartizione dei costi per il personale. Questo perché si è assunta una corrispondenza tra operatori e veicoli responsabili di una specifica attività, e, di conseguenza, la possibilità di sfruttare lo stesso driver riconducibile alle ore di lavoro, o al numero di interventi, effettuate.

I costi per la strumentazione utile all'erogazione del servizio sono stati, allo stesso modo, ripartiti sulle attività mediante l'utilizzo dei pesi determinati per il personale. Il calcolo del valore annuale complessivo ha richiesto, però, valutazioni appropriate, dal momento che diverse tipologie di strumenti tendono a comportare degli esborsi su orizzonti temporali che possono essere diversi.

Gli strumenti per la valutazione di eventuali fughe di gas sulla rete, o per le prove di tenuta di pressione delle tubazioni, ad esempio, rappresentano un costo solamente il

primo anno di concessione, dal momento che sono caratterizzati da una vita utile superiore generalmente ai 12 anni. Per semplicità, la somma dei costi per le strumentazioni di questo tipo è stata presa in considerazione per la ripartizione solamente il primo anno, con un incremento della quota al fine di includere possibili rotture o riparazioni.

I Dispositivi di Protezione Individuale, invece, avendo una vita utile molto inferiore ai 12 anni, sono stati riportati a conteggio ogni 4 anni, ovvero tre volte nell'arco dell'intera concessione. Inoltre, è stato importante analizzare che, mentre i rimanenti strumenti rappresentano dei costi direttamente calcolabili su base unitaria, i DPI sono strettamente dipendenti dal numero di operai attivi sulla rete. Per questo motivo, il calcolo totale annuo degli esborsi per tale tipologia di strumentazione è stato fin da subito legato al numero complessivo di operai presenti su tutta la rete di distribuzione aziendale, ottenendo il valore che si è successivamente sommato ai costi per le rimanenti strumentazioni.

Sono stati poi presi in considerazione i costi per i Sistemi Informativi, la cui ripartizione ha richiesto uno studio molto più semplice rispetto alle voci precedenti. Tali costi infatti influiscono unicamente sull'attività di gestione dei rapporti con gli utenti di rete. Per quanto riguarda questa attività, sono stati imputati gli esborsi relativi alla gestione informatica di tutte le utenze a cui viene fornito il servizio di distribuzione. Di conseguenza, il valore annuale risultante è strettamente legato al numero di PDR presenti sull'intera rete, e proprio per questo motivo l'azienda è costretta a mantenere una memoria del numero di clienti posseduti ogni anno, evidenziandone eventuali incrementi fisiologici o dovuti ad acquisizioni di nuovi ambiti territoriali.

Come nel caso precedente, anche per i costi relativi ai servizi gestiti in outsourcing la ripartizione è risultata per nulla complessa, dal momento che i valori totali annuali, suddivisi per servizi di amministrazione, tecnici e informatici, sono imputabili direttamente ad una sola tipologia di attività. Infatti, mentre i servizi tecnici e di cartografia fanno riferimento unicamente alla gestione delle condotte, i servizi amministrativi e informatici possono essere attribuiti direttamente alle operazioni commerciali di gestione dei rapporti con gli utenti di rete.

Nell'analisi dei suddetti costi si è riscontrata un'unica complicazione, dovuta alla natura intrinseca di tali servizi. Essendo infatti gestiti in outsourcing, sono resi disponibili per Megareti in senso generale, ovvero per la distribuzione e misura non solo del gas naturale, ma anche dell'energia elettrica. Di conseguenza, per il calcolo annuale degli esborsi sostenuti per la sola componente gas, è stata necessaria un'ulteriore ripartizione, ponendo in rilievo l'effettivo contributo di ogni categoria di servizio verso entrambe le tipologie di fornitura.

Questo passaggio supplementare ha richiesto, per ogni prestazione fornita dai diversi servizi, la determinazione di una quota percentuale di sfruttamento per la sola componente gas, in modo tale da evitare di conteggiare tutti i costi sostenuti per garantire la disponibilità continua ed efficiente del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Tale quota percentuale è stata ottenuta analizzando nel dettaglio ogni prestazione dei servizi gestiti in outsourcing, definendo un peso del 50% nel caso di equo sfruttamento per entrambe le tipologie di distribuzione, e dei pesi differenti per quelle prestazioni caratterizzanti in modo particolare la distribuzione del gas o, viceversa, dell'energia elettrica.

Tale percentuale, moltiplicata per il costo unitario del servizio e successivamente per l'unità di misura della quantità annuale di fornitura di tale prestazione, ha permesso di ottenere il costo annuale totale dei vari servizi in outsourcing per la sola parte gas, per poi imputarli all'esatta attività per cui sono necessari.

Oltre ai servizi affidati in outsourcing all'azienda capo-gruppo, anche quelli dati in gestione ad imprese esterne hanno seguito all'incirca lo stesso iter di calcolo. Per ogni loro tipologia è stato conteggiato un valore annuo totale, imputabile ad una sola attività specifica o a più di una, ma sempre caratterizzato da un'elevata semplicità di suddivisione. L'analisi per la determinazione del driver di ripartizione di queste voci di costo non ha in nessun caso rappresentato un passaggio particolarmente complesso, dal momento che, per l'attribuzione dei costi tra le varie attività, è stato sufficiente valutare l'effettivo valore storico delle varie richieste presentate alle aziende esterne nei diversi casi.

Infine, sono stati considerati tutti quei costi non includibili nelle categorie precedenti, per i quali, nella maggior parte dei casi, l'imputazione è direttamente collegata ad una singola attività specifica.

Tra questi, un ragionamento più complesso è stato svolto per il calcolo annuale del COSAP, ovvero il canone per l'occupazione di spazi ed aree pubbliche. Per ogni ambito territoriale, sono stati rilevati il numero di PDR aggiornato e la popolazione presente nel territorio. In base al valore numerico della popolazione, il numero di PDR è stato moltiplicato per un predeterminato coefficiente, così da ottenere una stima del costo annuo per singolo ATEM. Tale stima è stata utilizzata come valore utile per il COSAP solamente se superiore ad un certo quantitativo numerico. In caso contrario, proprio quest'ultimo quantitativo, attestato a 516,46 euro, è stato considerato per la ripartizione del canone.

Per ultimi, sono stati considerati i costi relativi alle eventuali nuove sedi necessarie per la gestione di ulteriori ambiti territoriali. Questi costi sono stati imputati direttamente all'attività di preventivazione svolta da Megareti, ma rappresentano una variabile molto importante per il controllo di altri costi aziendali. Si è cercato infatti di determinare dei coefficienti che potessero relazionare la posizione geografica dell'eventuale nuova sede con i relativi costi di movimentazione dei mezzi e gestione degli interventi diretti sulla rete. In collaborazione con l'Activity Leader, è stato studiato il caso dell'ATEM Vicenza 4, in modo da determinare la zona ottimale per la posizione della nuova sede, al fine di minimizzare i costi dipendenti da tale scelta. Focalizzando l'attenzione sulle alternative presenti nella fascia centrale dell'ambito, sono state valutate le distanze per i PDR rappresentativi di tutti i paesi caratterizzanti l'ATEM. Grazie a questo tipo di valutazione è stato possibile determinare l'impatto che la determinazione del luogo, dove posizionare la nuova sede, ha nei confronti dei costi legati alla movimentazione dei mezzi e alla gestione diretta degli interventi sulla rete. Ottimizzando questa variabile si è giunti a risparmi del 15% sui costi del carburante e del pronto intervento, pur sostenendo costi di affitto maggiori del 5% circa. I due fattori congiunti hanno portato, in ogni caso, ad un costo complessivo minore rispetto ad una scelta mirata alla minimizzazione del costo d'affitto, con una percentuale tra il 7% ed il 10%. In seguito a questi ragionamenti, si è cercato di caratterizzare le voci di costo citate in precedenza con degli ulteriori fattori che ne rappresentassero la dipendenza dalla localizzazione

geografica della sede, arrivando ad una configurazione più complessa, ma molto più corretta. Tutto ciò viene evidenziato nell'applicativo creato per il calcolo di tutte queste voci di costo, che verrà presentato nel prossimo sotto-paragrafo.

Viene riportata a seguire una tabella riassuntiva delle voci di costo analizzate, evidenziandone i rispettivi driver di ripartizione individuati per la corretta imputazione sulle attività (tab. 4.1).

Tabella 4.1: Tabella riassuntiva dei driver dei costi.

Voci di costo	Driver di costo
Personale	Pesi proporzionali alla stima del lavoro effettuato nella specifica attività
Veicoli	Attribuzione dei mezzi alle rispettive attività ed imputazione mediante coefficienti di sfruttamento del veicolo
Strumentazione	Percentuale di utilizzo nelle rispettive attività Numero complessivo di operai presenti sulla rete in riferimento ai soli DPI
Sistemi Informativi (gestione delle utenze)	Imputabili ad una singola attività, modificando annualmente il valore in base al numero di PDR gestiti
Servizi Amministrativi affidati a AGSM	Imputabili ad una singola attività, utilizzando un coefficiente per considerare unicamente la parte gas e non la parte elettrica
Servizi Tecnici affidati a AGSM	Imputabili ad una singola attività, utilizzando un coefficiente per considerare unicamente la parte gas e non la parte elettrica
Servizi Informativi affidati a AGSM	Imputabili ad una singola attività, utilizzando un coefficiente per considerare unicamente la parte gas e non la parte elettrica
Servizi forniti da terzi	Gestione dello storico dei servizi così da legarli alle attività corrette
Cosap, sede e altri costi	Imputabili ad una singola attività o caratterizzate da ragionamenti specifici per singole voci di costo

In seguito sono state analizzate le modalità di ripartizione dei costi, precedentemente allocati alle diverse attività dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale, sul progetto singolo, riguardante un possibile ambito territoriale di riferimento. Il

ragionamento è stato quindi incentrato sulla rilevazione di specifici driver per ogni tipologia di attività, così da comprendere come ognuna di esse potesse influenzare il calcolo dei costi per i servizi riferiti ad un singolo ATEM. Ogni attività, considerando le rispettive caratteristiche e processo di sviluppo, è stata analizzata e scissa nei compiti elementari, con l'obiettivo di comprendere, nel modo più preciso possibile, l'entità dei driver adeguati ad ogni singola istanza.

In generale, il driver utilizzato come indicatore base per la maggior parte dei calcoli è stato il numero dei Punti Di Riconsegna specifici per il determinato ambito territoriale. L'andamento del numero dei PDR degli ATEM è stato calcolato partendo dai dati presenti nella documentazione allegata al Bando di gara e, a partire da questo valore, sono state fatte delle proiezioni, sia stimando l'aumento fisiologico nel tempo dei PDR tipico di una rete di distribuzione del gas, sia stimando l'aumento di essi dovuto ai progetti di metanizzazione ed estensione della rete, che Megareti si è dichiarata in grado di attuare secondo le specifiche del medesimo Bando.

Fin da subito risulta opportuno specificare che tale driver di ripartizione è stato utilizzato solo con riferimento a funzioni che possono prescindere dalle caratteristiche peculiari della rete di distribuzione dell'ATEM, quali possono essere le funzioni tipicamente commerciali, mentre per le funzioni più tecniche, che prevedono spostamenti e interventi direttamente sulla rete, sono stati fatti altri tipi di considerazioni e di conseguenza sono stati applicati criteri diversi al fine di addivenire ad una quantificazione delle risorse da impiegare più credibile e veritiera.

Detto ciò, per quanto riguarda le attività legate all'ambito amministrativo-commerciale, come la gestione del bilancio e della fatturazione, la creazione dei preventivi e la gestione delle gare, sia dal punto di vista del servizio di distribuzione che del servizio di misura, la base di ripartizione scelta per suddividere i costi totali annuali sui diversi ambiti territoriali riforniti è stata il numero di Punti Di Riconsegna presenti in ogni singolo ATEM. Partendo dal dato aggregato su tutto il territorio in concessione a Megareti, utilizzando la percentuale di PDR caratteristica di ogni ambito, sono stati ottenuti i costi annuali totali per tali attività precedentemente esposte, relativi ad un determinato ATEM. Risulta chiaro come, per queste tipologie di attività, la ripartizione

dei costi dalle stesse attività al singolo ambito territoriale non sia per nulla complessa ed, anzi, avendo a disposizione maggiori dati dal punto di vista della storicità contabile potrebbe essere analizzata anche più nel dettaglio.

Viceversa, a proposito delle attività più tecniche e legate direttamente alla rete, l'analisi ha comportato uno studio più profondo e dettagliato, al fine di determinare le caratteristiche davvero rilevanti per l'imputazione del peso delle singole attività all'ambito specifico. Prendendo in considerazione la manutenzione della rete, il pronto intervento, la raccolta delle misure dai contatori, la gestione delle condotte ed il telecontrollo, è possibile intuire come il numero di PDR caratteristici di ogni ambito territoriale non siano l'unica base di ripartizione necessaria per una completa interpretazione delle relazioni tra attività e progetto specifico. Avendo a disposizione la localizzazione geografica delle varie sedi e dei rispettivi clienti da rifornire, è stato possibile valutare una media delle distanze chilometriche per ogni singolo ATEM considerato. Tale variabile influisce infatti in modo preponderante sulla durata effettiva delle attività citate in precedenza, in riferimento ai doversi contesti studiati. Un'analisi di questo tipo ha permesso di calcolare dei pesi, riferiti ai diversi driver delle attività, mediante i quali quantificare un costo totale annuo del servizio fornito per ciascun ambito territoriale.

Per le rimanenti attività, sulla base delle valutazioni sorte in fase di studio, sono state utilizzati come driver di ripartizione altri fattori più adeguati alla quantificazione dell'impatto sull'oggetto di calcolo finale. Esempi di questi driver sono stati il numero di operatori caratteristico di ogni ambito, la superficie totale del territorio preso in considerazione o una stima della richieste di interventi annua per ogni ATEM. In alcuni casi, specialmente quando l'analisi non ha presentato evidenti driver corrispondenti ad una tipologia di attività, tutti i fattori appena citati sono stati pesati in contemporanea per ottenere un indicatore utile all'imputazione finale sui diversi ambiti.

Viene riportata a seguire una tabella riassuntiva delle tipologie di attività considerate, evidenziandone i rispettivi driver per l'imputazione agli ATEM specifici (tab. 4.2).

Tabella 4.2: Tabella riassuntiva dei driver delle attività.

Tipologia attività	Driver delle attività
Amministrativo-commerciali	Numero dei PDR dell'ambito specifico
Tecniche e di gestione della rete	Pesi calcolati considerando diverse variabili legate all'ambito specifico, come le distanze chilometriche tra i clienti o la superficie totale dell'ATEM
Altre tipologie	Driver adeguati alle singole attività, come il numero di operatori caratterizzanti l'ambito o le richieste di interventi annuali di pronto intervento

Tutto ciò ha permesso al Team di progetto di ottenere un quantitativo annuo dei costi per ogni ATEM maggiormente realistico e sicuramente dipendente da un numero maggiore di driver di ripartizione. Il passaggio da una analisi basata sui centri di costo ad una basata sulle attività è stata necessaria per una comprensione più profonda della quantificazione aziendale dei costi operativi per il servizio di distribuzione del gas naturale, così da poter presentare, in fase di aggiudicazione della concessione, non solo della documentazione maggiormente corretta e precisa, ma anche una descrizione più approfondita delle motivazioni sottostanti l'imprescindibilità dei costi sostenuti per la gestione dell'ambito.

Un vantaggio sostanziale caratteristico della nuova modalità di ripartizione è sicuramente la possibilità di modificare a piacimento l'area di interesse dell'oggetto finale di calcolo, variando unicamente la quantificazione dei driver delle attività descritti nella parte di sotto-paragrafo precedente. Grazie a questo metodo, infatti, all'analista risulta possibile non solo ottenere in breve tempo una ripartizione sui diversi ambiti territoriali gestiti dall'azienda, ma anche una valutazione a livelli meno aggregati, come ad esempio a livello di singole città o singoli paesi riforniti.

Delimitando in modo univoco i confini geografici dell'oggetto di calcolo scelto, questo metodo garantisce la possibilità di ottenere il risultato a tutti i diversi livelli di analisi, semplicemente trattando i driver delle attività con un adeguato grado di dettaglio in riferimento al contesto considerato.

Per l'azienda il progetto esposto in questo elaborato ha rappresentato un notevole miglioramento dal punto di vista della flessibilità e precisione del calcolo dei costi

operativi per il servizio di distribuzione del gas naturale, che in precedenza risultava assai rigido e certamente poco preciso. Come è già stato raccontato in precedenza, l'azienda, mediante una ripartizione basata sui centri di costo, non ha mai focalizzato particolarmente l'attenzione sulla gestione dei costi sostenuti per l'erogazione del servizio, così da rendere il processo di valutazione dei costi una semplice stima quantitativa legata a pochi driver spesso inopportuni e troppo generici. Con l'obiettivo di sfruttare a pieno questa nuova metodologia di ripartizione, Megareti ha deciso di creare un applicativo in grado di tradurre in numeri reali tutto il ragionamento espresso fino a questo punto. In questo modo, non solo per l'analisi teorica, ma anche per il calcolo pratico dei costi, le prestazioni sono state notevolmente migliorate e rese molto più efficienti.

4.2 L'applicativo per il calcolo dei costi di distribuzione del gas

Viene ora presentata la struttura dell'applicativo Excel creato per il calcolo dei costi inerenti la distribuzione e la misura del gas naturale. Questo strumento permette di ottenere il quantitativo dei costi sostenuti nei vari anni di concessione in riferimento ad un ben determinato ambito territoriale, potendo entrare nel dettaglio delle attività caratterizzanti la modalità di ripartizione dei costi analizzata precedentemente.

La sua costruzione ha richiesto uno studio molto approfondito sulle regole e sulle dinamiche della ripartizione dei costi aziendali, dal momento che rappresenta, a livello pratico, i ragionamenti sottostanti la metodologia di ripartizione basata sulle attività scelta dall'azienda in questione.

4.2.1 Obiettivi , caratteristiche e vantaggi dell'applicativo

La fase di preparazione dello strumento, in particolare la definizione dell'organizzazione dei dati di input e della formalizzazione degli output richiesti, ha

rappresentato un passaggio molto importante per la determinazione di quella che sarebbe poi diventata la struttura finale dell'applicativo.

Il calcolo dei costi di distribuzione, fino a quel momento, era infatti stato gestito in modo saltuario da Megareti ed ogni volta diverso per ciascun ambito considerato, impedendo così la possibilità di delineare una metodologia di approccio stabile e univoca.

Proprio per questo motivo, l'obiettivo principale perseguito dall'azienda è stato quello di costruire un metodo di calcolo che potesse rivelarsi utile per ogni contesto territoriale, richiedendo solamente una rapida modifica di alcuni dati di input. Dal momento che il limite dell'approccio precedente era la necessità di strutturare ogni volta dall'inizio il procedimento di analisi e calcolo dei costi, si è deciso di costruire uno strumento caratterizzato da flessibilità ed intuitività, così che potesse essere adattato ad ogni ATEM analizzato e potesse essere utilizzato da più Activity Leader senza l'obbligo di una formazione specifica.

Ovviamente, in parallelo a queste funzionalità, si è ritenuto indispensabile fornire all'azienda un prodotto chiaro, semplice nell'utilizzo e, soprattutto, efficiente nei risultati. Tali intenzioni sono state raggiunte semplificando il più possibile l'interfaccia con l'utente, cercando di ottenere un unico foglio per l'implementazione dei dati di input, e riducendo al minimo le ripetizioni di formule e righe di calcolo, per ridurre notevolmente le tempistiche di compilazione.

Riproducendo esattamente il percorso seguito nella ripartizione dei costi basata sulle attività, lo strumento, partendo dai dati fondamentali dell'ambito territoriale, come ad esempio numero di PDR e degli operatori nei 12 anni di concessione, determina i costi operativi totali per ogni anno, sia per la distribuzione, che per la misura. Tali costi sono divisi su tutte le attività caratterizzanti le due macro-categorie, in modo tale da fornire una documentazione pronta per essere presentata alla Stazione Appaltante l'ATEM, senza la necessità di ulteriori modifiche.

Grazie a questo applicativo, l'azienda può disporre di alcuni dei dati indispensabili per la partecipazione alle gare di concessione in tempi notevolmente più ridotti rispetto al passato. Precedentemente al progetto di creazione dello strumento infatti, le tempistiche

per il solo calcolo dei costi di distribuzione, avendo già a disposizione tutti i dati di costo disaggregati e tutti i driver di ripartizione, si attestavano sulle 2-3 ore per ogni ambito. Questo perché doveva essere ogni volta costituito un procedimento di analisi e strutturazione delle varie imputazioni, cercando di gestire al meglio le variabili caratterizzanti ciascun singolo contesto territoriale.

Mediante l'utilizzo del nuovo applicativo, essendo già a disposizione la struttura di calcolo e tutte le funzioni e le formule caratterizzanti la metodologia di ripartizione, il lavoro si è ridotto ad una semplice compilazione dei dati di input e dei valori quantitativi dei driver di imputazione, dal momento che lo strumento permette il calcolo istantaneo degli output desiderati al variare di una singola variabile in ingresso. Tutto ciò si traduce in un dispendio di tempo di circa 30/40 minuti, permettendo così di poter ottenere, in output, i costi relativi a un gran numero di configurazioni diverse, modificando solamente uno o più dati di input alla volta.

Oltre ai vantaggi inerenti le tempistiche di compilazione e ottenimento dell'output, il nuovo prodotto permette di beneficiare nel concreto di tutti i pregi della nuova modalità di ripartizione dei costi delineata. Essendo costruito come una rappresentazione pratica di tale metodo, permette la definizione e la quantificazione numerica di driver, dei costi e delle attività, più numerose e precise, in modo da garantire una documentazione adatta alle richieste e maggiormente realistica.

Tutto ciò rende questo applicativo uno strumento molto utile per Megareti e per tutte le piccole-medie imprese distributrici di gas naturale non dotate di un adeguato software informatico per la gestione dei costi aziendali. Il suo utilizzo non è infatti esclusivo per la sola azienda Megareti, dal momento che, previa modifica di alcune caratteristiche strutturali e di alcune voci di costo, è possibile adattare lo strumento a qualsiasi impresa distributtrice in poco tempo e senza particolari complicazioni.

4.2.2 La struttura dell'applicativo

Entrando nel dettaglio della strutturazione dello strumento, sono stati creati 30 fogli Excel, interdipendenti tra loro, per ottenere in output i costi annuali relativi al servizio di distribuzione e misura del gas naturale. Come anticipato nel sotto-paragrafo precedente,

L'inserimento dei valori in input è stato concentrato in un unico foglio per facilitare la comprensione e ridurre la pesantezza dell'applicativo. I rimanenti fogli di lavoro, prelevando i dati di input appena citati, effettuano i vari calcoli per le diverse tipologie di voci di costo principali, permettendo di riassumere poi il risultato complessivo per ogni anno di concessione dell'ambito territoriale.

È doveroso precisare che tutti i dati presenti nelle prossime immagini sono inseriti a solo scopo esemplificativo e non rispecchiano in modo alcuno i reali valori numerici aziendali.

Come già descritto in precedenza, è stato per prima cosa creato un foglio di lavoro mirato alla raccolta di tutti i dati utili per il procedimento di analisi, elemento fondamentale per la successiva strutturazione dell'intero applicativo.

Questa scheda è stata organizzata in modo da poter raccogliere tutte le informazioni inerenti l'ambito territoriale scelto e tutte le caratteristiche dell'azienda essenziali per il calcolo dei costi.

L'utilizzatore è chiamato ad inserire manualmente i quantitativi specifici di ogni voce di costo disaggregata e di alcuni driver di ripartizione, valori che modificano istantaneamente gli output delle restanti schede dello strumento.

I dati presentati in questa fase possono essere così suddivisi:

- ❖ numero di PDR dell'ambito sui diversi anni di concessione, con un richiamo al numero di risorse necessarie per la loro gestione (tab. 4.3);
- ❖ elenco delle aziende distributrici uscenti dalla concessione precedente e del numero delle risorse umane da ricollocare, con loro suddivisione in base all'impiego (tab. 4.4);
- ❖ indicazioni sull'incremento percentuale del numero dei PDR e sul Reddito Annuo Lordo medio delle risorse considerate;

- ❖ quantificazione dei pesi caratterizzanti le diverse tipologie di risorse utilizzate con riferimento a tutte le attività della distribuzione e della misura, per l'imputazione del costo del personale sulle attività oggetto di analisi (tab. 4.5);
- ❖ valori annuali del costo di noleggio e del carburante dei mezzi e dell'approvvigionamento di apparecchiature e DPI (tab. 4.6);
- ❖ quota parte gas e quantità dei servizi in outsourcing, ovvero i dati utilizzati per l'imputazione sulle diverse attività delle prestazioni amministrative, tecniche e informatiche;
- ❖ tutti i dati rimanenti, riguardanti i costi per i materiali e per i servizi generali, di tipologia B2 e B4.

Tabella 4.3: Numero di PDR annuali e risorse.

Anni	1	2	3	4	5	6	7	8
Anni ambito specifico	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Numero nuove risorse	12	12	12	20	20	20	20	20
Pdr ambito	21.000	21.500	21.500	24.000	25.000	26.550	28.000	29.500
Pdr a risorsa	1.800	1.800	1.800	1.950	1.950	2.000	2.050	2.050
Risorse necessarie	12	12	12	13	13	14	14	15

Tabella 4.4: Elenco personale annuale per azienda e suddiviso in base all'impiego.

Società	2021			
	Numero operai	Numero impiegati SD	Numero impiegati FOC	Numero dirigenti
Nuovi Operatori		1	2	
Megareti	6	8	3	1
Azienda x		2	1	
Azienda y	3			
Azienda z	1	1	1	

Tabella 4.5: Pesi relativi alle diverse categorie di personale.

PESI	P.I.	Ricerca progr. dispersioni	Odorizzazione	TLC	Esercizio cabine REMI	Protezione catodica	Gestione condotte	Manutenzione allacci	Risparmio energetico
Operaio	0,12	0,04	0,01	0,00	0,13	0,06	0,26	0,00	0,00
Impiegato SD	0,20	0,03	0,02	0,00	0,07	0,02	0,13	0,00	0,00
Impiegato FDC	0,05	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,26	0,00
Dirigente	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabella 4.6: Costi per i mezzi e per i Dispositivi di Protezione Individuale.

Attività	Apparecchiature+DPI	Prezzo unitario	Totale
Distribuzione	Metrex Cercafughe	4.550,00	6.770,00
	Esplosimetro portatile	350,00	
	Gastech per Prova di tenuta	1.550,00	
	DPI	320,00	
Misura	Gastech per Prova di tenuta	1.550,00	1.870,00
	DPI	320,00	

Mezzo	2021		
	Noleggio+assicurazione	Carburante	Totale
A	2.501	1.700	4.201
B	1.496	1.350	2.846
C	3.256	1.832	5.088
D	3.985	1.854	5.839

In seguito sono stati stilati 12 fogli, uno per ogni anno di concessione dell'ambito, finalizzati alla ripartizione dei costi del personale sulle varie attività di distribuzione e misura. In essi vengono dapprima presentate le aziende uscenti dall'ambito, riportando anche la suddivisione dei loro operatori, poi viene calcolato il RAL per ciascun dipendente, partendo da un valore medio o da quello riportato nell'Allegato C del Bando di Gara (tab. 4.7). Mediante un'imputazione basata sui pesi descritti in precedenza, il costo dei singoli operatori viene ripartito sulle attività, per le quali è successivamente ottenuto il costo totale per aggregazione.

Tabella 4.7: Ripartizione del costo del personale sulle attività.

2021						
Società	Qualifica	SD, FOC, SC	Intera	RAL	RAL+TFR+ On.prev.	Tot distribuzione + misura
Megareti	Operaio	SD	Operaio SD	30.048	44.571	1,00
	Operaio	SD	Operaio SD	33.606	49.849	1,00
	Impiegato	SD	Impiegato SD	34.986	51.896	1,00
	Impiegato	SD	Impiegato SD	33.483	49.666	1,00
	Impiegato	FOC	Impiegato FOC	30.620	45.420	1,00
Azienda x	Operaio	SD	Operaio SD	31.436	46.630	1,00
	Operaio	SD	Operaio SD	31.436	46.630	1,00
	Impiegato	SD	Impiegato SD	31.436	46.630	1,00
	Impiegato	FOC	Impiegato FOC	31.436	46.630	1,00
Azienda y	Operaio	SD	Operaio SD	29.330	43.507	1,00
	Impiegato	SD	Impiegato SD	22.013	32.653	1,00
	Impiegato	FOC	Impiegato FOC	22.287	33.059	1,00
	Impiegato	FOC	Impiegato FOC	127.188	188.662	1,00

Per quanto riguarda i costi per i mezzi, in un primo momento sono stati assegnate le diverse tipologie di veicolo alle attività interessate, così da individuare le zone di competenza. Sono stati poi calcolate i costi totali dei mezzi, sommando il carburante ed il noleggio, ai quali sono stati aggiunti gli esborsi relativi alla strumentazione ausiliaria per gli operatori (tab. 4.8).

Tabella 4.8: Imputazione dei costi di mezzi e strumentazione.

2021								
Mezzo	Totale distribuzione +misura	P.I.	Ricerca progr. dispersioni	Odorizzazione	TLC	Esercizio cabine REMI	Protezione catodica	Gestione condotte
A	12.603	-	-	-	-	-	-	-
B	18.641	3.415	-	142	-	3.700	1.708	7.400
C	-	-	-	-	-	-	-	-
D	2.336	-	2.336	-	-	-	-	-
Strumentazione + DPI	48.742	8.124	2.708	339	-	8.810	4.062	17.602
Mezzo + DPI	82.322	11.539	5.044	481	-	12.510	5.770	25.002

Il foglio successivo è stato creato per il calcolo del COSAP, ovvero il canone per l'occupazione di spazi ed aree pubbliche, da imputare annualmente alla gestione delle condotte dell'ambito territoriale preso in considerazione.

In esso vengono riportati i nomi di tutti i Comuni appartenenti all'ATEM, accompagnati dall'anno di ingresso nella concessione. Sono poi individuati il numero di PDR e della popolazione relativi ad ogni singolo Comune, così da poter ottenere, mediante una specifica formula, i costi per singolo ente da aggregare poi annualmente (tab. 4.9).

Tabella 4.9: Calcolo del COSAP per singolo Comune.

ID LOCALITA'	COMUNE	ANNO INGRESSO ATEM	PDR	Popolazione	Calcolo	COSAP
privato	Altissimo	2024	353	2227	371,83	516,46
privato	Arzignano	2024	10710	25605	9.405,95	9.405,95
privato	Brogliano	2021	1347	4002	1.418,86	1.418,86
privato	Castelgomberto	2024	2244	6188	2.363,72	2.363,72
privato	Chiampo	2024	4684	12879	4.933,89	4.933,89
privato	Cornedo Vicentino	2021	4251	11982	4.477,79	4.477,79

Sono stati poi presi in considerazione tutti i costi relativi ai servizi gestiti in outsourcing, ovvero i servizi tecnici, amministrativi ed informatici. Per ognuno di essi sono state

elencate le prestazioni di costo, definendone rispettivamente i driver per il calcolo relativo all'ambito specifico. Tale costo totale viene ottenuto dalla moltiplicazione del driver unitario di costo per la quantità relativa, così da permettere l'identificazione del valore esatto da ripartire sulle diverse attività (tab. 4.10).

Tabella 4.10: Calcolo del costo dei servizi in outsourcing.

Prestazioni	Driver	Costo unitario (driver)	Totale
Autorizzazione reti o impianti (a partire dal recepimento del progetto)	N. reti e/o impianti	€ 1.500,00	€ 4.500,00
Autorizzazione allacciamenti	N. allacciamenti	€ 500,00	€ 500,00
Nuovi contratti per impianti e/o reti	N. contratti	€ 1.650,00	€ 6.600,00
Contratto per allacciamento	N. contratti	€ 750,00	€ 2.250,00
Gestione pagamenti	N. pagamenti	€ 75,00	€ 3.000,00
Subentri	N. contratti di subentro	€ 600,00	€ 600,00
Consulenza a vacanza	Ore/uomo	€ 55,00	€ 330,00
Coordinamento rilascio permessi scavo	N. pratiche di rilascio gestite	€ 45,00	€ 1.935,00
Costo relativo alla sicurezza sul lavoro		€ 1.800,00	€ 1.800,00
			€ 21.515,00

Successivamente sono stati analizzati tutti i costi rimanenti, compresi quelli riguardanti i materiali ed i costi esterni di gestione. Tale analisi è stata suddivisa su due fogli, il primo più dettagliato ed esplicativo di tutte le singole voci di costo, il secondo utilizzato per una presentazione aggregata dei costi, con l'obiettivo di definire più precisamente la distinzione tra costi di tipologia B2 e B4, ovvero per materiali o per gestione esterna. Inoltre, in riferimento alla seconda scheda, i costi vengono divisi sulle categorie SD, FOC e SC, ovvero per servizio diretto, centralizzato o comune, e vengono poi ripartiti sulle rispettive attività (tab. 4.11).

Tabella 4.11: Costi di tipologia B2 e B4 e loro ripartizione sulle attività.

2021	Totale distribuzione + misura	P.I.	Ricerca program. dispersioni	Odorizzazione	TLC	Esercizio cabine Remi	Protezione catodica	Gestione condotte	Manutenzione allacci	Risparmio energetico
b2-SD	153.375	12.076	3.176	49.390	-	35.813	2.043	24.429	9.573	-
b2-FOC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b2-SC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b4-SD	247.369	-	-	-	7.858	64.637	-	-	-	-
b4-FOC	30.470	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b4-SC	154.056	-	-	-	-	-	-	47.223	-	-
Totale	585.270	12.076	3.176	49.390	7.858	100.451	2.043	71.652	9.573	-

Infine, tutti i costi sono stati riassunti, annualmente, nei 12 fogli conclusivi, riportando il numero dei PDR aggiornato dagli incrementi. I costi sono stati suddivisi in base a tutte le categorie esposte in precedenza (tab. 4.12), e ripartiti sulle attività oggetto di analisi. Viene inoltre calcolato un costo in euro al PDR rifornito, come indice prestazionale variabile in dipendenza del volume di clienti appartenenti ad un ben determinato ambito territoriale.

Questi fogli rappresentano l'output informativo utilizzato per la redazione della documentazione per la Stazione Appaltante, dal momento che analizzano nel dettaglio sia la suddivisione dei costi nella diverse categorie, sia la loro ripartizione sulle attività fondamentali.

Tabella 4.12: Riassunto conclusivo dei costi ripartiti sulle attività e divisi nelle varie categorie di costo.

PDR	21.650	Totale distribuzione + misura	P.I.	Ricerca programmata dispersioni
Esigenze info interne	Processi			
1) Servizio diretto	b1 - Costo del personale	699.012	109.025,74	26.218,79
	b2 - Costi materiali	206.948	26.982,98	9.131,99
	b4 - Costi esterni di gestione / Altri costi	239.511	-	-
	TOTALE SERVIZIO DIRETTO	1.145.471	136.008,71	35.350,78
	Euro/PdR	52,91	6,28	1,63
	FTE sottostanti a b1	14	2,00	0,53
	di cui operai	10	1,20	0,40
	di cui impiegati	4	0,80	0,13
	di cui dirigenti	-	-	-
2) Servizio tecnico centralizzato (FOC)	b1 - Costo del personale	60.138	3.341,00	-
	b2 - Costi materiali	-	-	-
	b4 - Costi esterni di gestione / Altri costi	30.470	-	-
	TOTALE SERVIZIO TECNICO CENTRALE	90.608	3.341,00	-
	Euro/PdR	4,19	0,15	-
	FTE sottostanti a b1	1	0,05	-
	di cui operai	-	-	-
di cui impiegati	1	0,05	-	
	di cui dirigenti	-	-	-
3) Servizio staff centralizzato (SC)	b1 - Costo del personale	-	-	-
	b2 - Costi materiali	-	-	-
	b4 - Costi esterni di gestione / Altri costi	154.056	-	-
	TOTALE STAFF CENTRALE	154.056	-	-
	Euro/PdR	7,12	-	-
FTE sottostanti a b1				
Totale costi 1) 2) 3)	b1 - costo del personale	759.150	112.366,73	26.218,79
	b2 - costi materiali	206.948	26.982,98	9.131,99
	b4 - costi esterni di gestione / Altri costi	424.037	-	-
	TOTALE COSTI 1) 2) 3)	1.390.134	139.349,71	35.350,78
	Euro/PdR	64,21	6,44	1,63
Equivalenti FTE	15	2,05	0,53	

Conclusioni

Il progetto presentato nell'elaborato ha senza dubbio apportato un miglioramento consistente nella gestione e nell'analisi dei costi di fornitura del servizio di distribuzione del gas naturale per l'azienda considerata nel caso studio.

La nuova metodologia di ripartizione ha permesso, a differenza della precedente, di individuare degli oggetti intermedi per l'imputazione dei costi aziendali, potendo determinare e quantificare dei driver molto più adeguati e precisi.

Il risultato si è tradotto in una rilevazione dei costi più accurata e appropriata alla modalità di presentazione della documentazione richiesta dalla Stazione Appaltante la gara, nonostante la quantificazione di tali costi potesse essere gestita in modo molto più affidabile dal Team di progetto.

Ciò ha permesso non solo di fornire dati più affidabili, ma, soprattutto, di motivare in modo esaustivo le necessità sottostanti le diverse voci di costo presentate, in modo tale da garantire una visione coerente del servizio offerto in fase di aggiudicazione della concessione.

Inoltre, mediante la creazione dell'applicativo Excel per il calcolo dei costi inerenti la distribuzione del gas naturale, è stato individuato uno strumento in grado di adattarsi con elevata flessibilità ad eventuali variazioni dei dati di input e delle voci di costo. Tale caratteristica ne garantisce l'estensione dell'applicabilità a medio-piccole aziende di distribuzione simili a Megareti, richiedendo solamente la modifica dei dati iniziali di studio e di eventuali driver di ripartizione considerati in modo differente.

Concludendo, per il caso studio considerato il vantaggio principale è stato senza dubbio l'elevata riduzione delle tempistiche per il calcolo dei costi di distribuzione e per la preparazione della documentazione di gara.

In generale, la relazione ha permesso di evidenziare i reali vantaggi della metodologia di ripartizione dei costi basata sulle attività, dimostrandone, nonostante la maggiore complessità, le possibilità di miglioramento e l'applicabilità pratica in uno strumento aziendale.

Bibliografia

- ALBERTO BUBBIO, dicembre 1993, *L'Activity Based Costing per la gestione dei costi di struttura e delle spese generali*, Liuc Papers n. 4.
- ANNA MARIA ARCARI, 2014, *Programmazione e controllo*, McGraw-Hill Educational.
- Arera, 2018, Dati operatori del trasporto del gas naturale.
- Arera, 7 maggio 2019, Documento per la consultazione 170/2019/R/gas.
- Arera, Deliberazione 24 luglio 2014, n. 367.
- Arera, Deliberazione 29 luglio 2004, n. 138, art. 2.
- Arera, Direttiva Europea 2003/55/CE.
- Arera, Direttiva Europea 98/30/CE.
- ARTHUR D. LITTLE, ottobre 2014, *Gare d'ATEM – Semaforo quasi verde?*, Utilities Viewpoint.
- C. DE VINCENTI, ottobre 2011, *Finanziamento delle local utilities e investimenti a lungo termine*, Astrid.
- C. LOTTIERI, Working Paper n. 22/2003, *La questione del monopolio tra Stato e mercato: un'indagine su Bruno Leoni*, ICER Working Papers.
- Consiglio di Stato, Sentenza n. 424, www.ambientediritto.it.
- Contenuto digitale fornito dal corso “Project Management”, prof.ssa Verbano Chiara.
- D. ANSELMINI, 2012, *La stazione appaltante ed il soggetto gestore del rapporto*, www.fondazioneamga.it.
- Documentazione interna aziendale.
- F. SCLAFANI e L. ZANETTINI, *L'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, www.astrid-online.it.
- G. FALESCHINI, *Il quadro normativo nel settore del gas naturale*, www.ambientediritto.it.
- G. GRAVAGHI, 16 aprile 2019, *Gare gas, la macchina gira a vuoto*, Staffetta Quotidiana.

- Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Legge 1 ottobre 2007, n. 159, art. 46-bis, comma 3.
- Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Legge 29 agosto 2003, n. 239.
- Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Legge 30 dicembre 2005, n. 273, art. 23, comma 1 e 2.
- Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Decreto-Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, art. 2 e 3.
- Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Direttiva Europea 2009/73/CE.
- Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Legge 24 dicembre 2007, n. 244, art. 2, comma 175.
- Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, Trattato di Lisbona, art. 194.
- Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Legge n. 481/1995.
- H. DEMSETZ, 1968, *Why regulates utilities?*, Journal of Law and Economics.
- M. MANFRIN e C. FORZA, 2009, *I costi di produzione*, Edizioni libreria Progetto Padova.
- Mise, Decreti Legislativi 31 dicembre 2015 e 30 dicembre 2016.
- Mise, Decreto Legislativo 21 giugno 2013.
- Mise, Decreto Legislativo 22 giugno 2012.
- Mise, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164. Legge 17 dicembre 2012, n. 221.
- Mise, Decreto Ministeriale 20 maggio 2015.
- Mise, Decreto Ministeriale 21 aprile 2011.
- Mise, Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche.
- Mise, Disciplinare di gara, n. 78, 6 luglio 2015.
- Mise, Legge 23 agosto 2004, n. 239.
- R. S. KAPLAN e S. R. ANDERSON, Articolo Accademico del novembre 2003, *Time-Driven Activity-Based Costing*.
- S. C. CEREDA, E. M. CURTI e O. RIVOLTA, aprile 2017, *L'affidamento del servizio di distribuzione del gas*, AnciLab Editore.
- Testo Unico degli Enti Locali, art. 112.

Sitografia

- www.ambientediritto.com
- www.arera.it
- www.astrid-online.it
- www.confindustria.it
- www.fondazioneamga.it
- www.gazzettaufficiale.it
- www.iea.org
- www.mise.gov.it
- www.utilita.com
- www.agsm.it