



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI
CASSINO E DEL LAZIO MERIDIONALE

Corso di Dottorato in
Metodi, modelli e tecnologie per l'ingegneria
curriculum Ingegneria Meccanica

Ciclo XXXIII

Sistemi innovativi applicati alle reti di distribuzione e
trasporto del gas naturale

SSD: ING/IND10

Coordinatore del Corso

Chiar.mo Prof. Wilma Polini

Dottorando

Fabrizio Zuena

Supervisore

Chiar.mo Prof. Giorgio Ficco

Co-supervisori

Ing. Ester Ciancamerla (ENEA)

Ing. Alfredo Castaldi (Salerno Energia)

RINGRAZIAMENTI

Questo elaborato rappresenta la conclusione di un percorso umano e professionale che non sarebbe stato possibile senza l'apporto di alcune persone che mi hanno dato l'opportunità di prendere parte a questo progetto di ricerca mettendo dandomi disponibilità di tempo e risorse.

A tutte le persone che hanno pazientemente dedicato il loro tempo alla revisione di questa tesi, fornendomi un aiuto indispensabile per la realizzazione della stessa, esprimo la mia più grande gratitudine.

In particolare desidero ringraziare i professori Giorgio Ficco e Marco Dell'Isola per avermi fatto da guida in questo percorso, per la loro disponibilità e per tutti i momenti di discussione proficua che abbiamo avuto durante questi tre anni di lavoro.

La fiducia riposta nei miei confronti e i loro insegnamenti sono stati fondamentali per la realizzazione di questa tesi.

Desidero inoltre esprimere la mia gratitudine all'ingegner Ester Ciancamerla e ai ricercatori del Laboratorio di Analisi e Protezione delle Infrastrutture Critiche del centro ENEA di Casaccia, Alberto Tofani, Luisa Lavalle e Tatiana Patriarca per aver investito tempo e risorse nel progetto di ricerca i cui risultati sono riportati in questo elaborato.

Ringrazio similmente l'ingegner Alfredo Castaldi per i suoi preziosi consigli, per il tempo dedicatomi e per la sua disponibilità a condividere i dati e le informazioni necessarie alle elaborazioni condotte in alcuni dei casi di studio discussi.

Ringrazio infine la mia famiglia e i miei amici per essere stati sempre presenti e per avermi supportato durante tutto il mio percorso di studi.

Senza tutti questi contributi, questo lavoro di tesi non sarebbe stato possibile.

ABSTRACT

Il gas naturale, nell'attuale scenario mondiale, è oggi una delle più importanti fonti di energia e verosimilmente manterrà un ruolo cruciale, anche nella transizione energetica, grazie alla possibilità di adottare l'infrastruttura di rete per il vettoriamento di gas sostitutivi "verdi" come il biogas, l'idrogeno e le loro miscele. In questo scenario che evolve nella direzione di una decarbonizzazione dei settori energetici, le reti del gas naturale sono sempre più interconnesse con le altre reti energetiche. Infatti, oltre alle tecnologie di cogenerazione e trigenerazione che trovano ormai largo impiego nelle reti di teleriscaldamento e nelle applicazioni residenziali, un'ulteriore possibilità di interconnessione è rappresentata dalla tecnologia power to gas. Da ciò scaturisce una crescente complessità infrastrutturale delle reti, che ha condotto altresì anche ad un incremento della vulnerabilità delle stesse, evidenziando la necessità di sviluppare metodologie di analisi e tecnologie innovative allo scopo di garantirne la sicurezza e il bilanciamento.

A tale scopo, in questo lavoro di tesi (anche attraverso l'analisi di casi di specifici studio) sono stati: i) approfonditi gli aspetti relativi alla resilienza delle reti di distribuzione del gas naturale; ii) calcolati degli indici di rischio associati al disservizio provocato dalla rottura di un segmento di condotta di una rete di distribuzione; iii) analizzate le condizioni in cui viene misurata la portata nelle reti di trasporto del gas naturale e valutato l'impatto dell'accuratezza di tale misura sul bilancio; iv) valutate le condizioni di erogazione di gas da stoccaggio nelle reti di trasporto che possano portare formazione di condensato all'interno delle condotte e valutare l'impatto di quest'ultimo sull'accuratezza della misura v) valutati gli effetti delle condizioni di misura della temperatura sulla stima dei volumi transitati nelle stazioni di misura di una rete di trasporto; vi) studiati i modelli adottati per la profilazione dei consumi degli utenti finali delle reti di distribuzione non ancora dotati di smart meter.

I risultati di queste analisi hanno fornito interessanti spunti di riflessione nell'ottica di approfondire ulteriormente queste tematiche di ricerca colmando alcune lacune riscontrate nella letteratura scientifica, nonché di rendere più efficienti alcuni aspetti

tecniche e regolatori che interessano il processo di bilanciamento fisico delle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale.

TABLE OF CONTENTS

Ringraziamenti.....	III
ABSTRACT.....	IV
Indice delle figure	VIII
Indice delle tabelle	XII
Introduzione	16
Capitolo 1 - Analisi e modellazione delle reti gas	23
1.1 Analisi di resilienza di una rete di distribuzione del gas naturale	23
1.2 Analisi del rischio per una rete di distribuzione del gas naturale.....	26
1.3 Software per la modellazione delle reti di condotte	30
1.4 Framework di simulazione per l'analisi del comportamento delle reti	32
1.5 Metodologia analisi di resilienza.....	37
1.5.1 Caso di studio 1 - applicazione della metodologia di analisi della resilienza ad una rete di distribuzione reale	40
1.5.2 Discussione risultati	43
1.6 Metodologia analisi del rischio	50
1.6.1 Descrizione del sistema e identificazione dei possibili scenari di rischio	51
1.6.2 Valutazione frequenze di accadimento	53
1.6.3 Valutazione delle conseguenze	57
1.6.4 Valutazione del rischio.....	60
1.6.5 Caso di studio 2 – applicazione della metodologia di analisi del rischio ad una rete di distribuzione reale	63
Capitolo 2 - Bilanciamento delle reti gas.....	70
2.1 Bilanciamento fisico delle reti di trasporto del GN.....	70
2.2 Metodologia per il bilanciamento delle reti di trasporto	73
2.3 Influenza dell'accuratezza di misura della portata	76
2.3.1 Tipologie misuratori presenti sulla rete.....	78
2.3.2 Campo di misura e di funzionamento dei misuratori	88
2.3.3 Analisi statistica delle portate misurate.....	92

2.3.4	Caso di studio 3 - Analisi campionaria delle condizioni di misura della portata	95
2.4	Influenza dell'umidità del gas naturale sul GNC	101
2.4.1	La Misura del Gas Umido	105
2.4.2	Influenza dell'umidità del gas sul fattore di compressibilità	111
2.4.3	Influenza dell'umidità del gas sul GNC nella rete di trasporto	111
2.4.4	Potenziabile impatto sul GNC	122
2.5	Influenza della misura della temperatura del gas sul GNC	123
2.5.1	Modello teorico della misura di temperatura del gas in un condotto chiuso	128
2.5.2	Caso di studio 5 - Analisi sperimentale in laboratorio per la valutazione dell'influenza delle condizioni ambientali esterne sulla misura della temperatura del gas	138
2.5.3	Impatto sulla rete	147
Capitolo 3 - Profilazione dei consumi di gas naturale		150
3.1	Modellazione dei consumi degli utenti NDM nel bilancio delle reti di distribuzione	150
3.2	Profilazione dei consumi di gas naturale degli utenti di una rete di distribuzione	152
3.2.1	Italia	156
3.2.2	Germania	158
3.2.3	Regno Unito	162
3.3	Caso di studio 6 – Bilancio di una rete di distribuzione	165
3.3.1	Dati utilizzati	165
3.3.2	Stima dei consumi e confronto tra le metodologie	167
CONCLUSIONI		176
References		183
Lista delle pubblicazioni		192

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1– Conservazione di massa ed energia nei nodi e nelle maglie della rete</i>	35
<i>Figura 2 - Rappresentazione schematica della metodologia implementata</i>	37
<i>Figura 3 - Rete di distribuzione del gas naturale della città di Battipaglia</i>	41
<i>Figura 4 – Distribuzione dei cittadini all'interno dell'area urbana</i>	42
<i>Figura 5 – a) Impianti di riduzione della pressione all'interno della rete, b) dettaglio dell'area centrale (maggiormente magliata) della rete di distribuzione</i>	44
<i>Figura 6 – Andamento orario della pressione e delle portate nelle condizioni standard</i>	44
<i>Figura 7 – Andamento delle pressioni medie nei 21 scenari di guasto</i>	45
<i>Figura 8 - Scenario id. 9468: a) numero di nodi disserviti, b) percentuale di nodi disserviti rispetto al totale dei nodi in bassa pressione</i>	46
<i>Figura 9 – Numero dei nodi fuori servizio nei diversi scenari</i>	47
<i>Figura 10 – Andamento orario dei cittadini esclusi dal servizio nello scenario 9648</i>	47
<i>Figura 11 – Impatto della strategia di recovery</i>	48
<i>Figura 12– Rappresentazione schematica dell'analisi del rischio associato ad una rete di distribuzione del gas naturale</i>	51
<i>Figura 13 – Event tree relativo a un guasto in una rete di distribuzione</i>	53
<i>Figura 14– Andamento della frequenza di rottura rispetto al diametro della condotta</i>	55
<i>Figura 15 - Frequenza di rottura associata a interferenze esterne al variare della profondità di interramento [33]</i>	56
<i>Figura 16– Schema delle possibili conseguenze economiche e sociali per le diverse categorie d'utenza</i>	60
<i>Figura 17 – a) suddivisione in aree suburbane adottata dall'Istat, b) schema unifilare della rete di condotte</i>	63
<i>Figura 18 – Posizione delle attività commerciali e industriali nella rete</i>	65
<i>Figura 19 - Rappresentazione cartografica del segmento di condotta interrotto nello scenario 117 (tab.9)</i>	67
<i>Figura 20 – Risultati dell'analisi del rischio sociale</i>	68

<i>Figura 21 – F-N curve per la rete oggetto di studio.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 22 - Schematizzazione del bilancio della rete di trasporto.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 23 – Volumi immessi nella rete nel quadriennio 2015-2018.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 24 – Andamento dei volumi di gas riconsegnati presso le utenze civili ...</i>	<i>75</i>
<i>Figura 25 - Diagramma orario delle misure di portata al di sotto della soglia ..</i>	<i>95</i>
<i>Figura 26 - Distribuzione delle misure al di sotto della soglia di portata minima per fasce orarie.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 27 – Curva caratteristica di un misuratore a turbina.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 28 –Andamento delle portate orarie per un impianto di misura a cavallo del periodo in cui viene effettuato l’adeguamento della linea di misura</i>	<i>97</i>
<i>Figura 29 – Medie orarie delle misure realizzate dai due misuratori prima e dopo l’adeguamento stagionale della linea di misura.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 30 – diagramma orario delle misure di portata al di sotto della soglia minima</i>	<i>98</i>
<i>Figura 31 – Andamento delle portate orarie per un impianto di misura a cavallo del periodo in cui viene effettuato l’adeguamento del diaframma di misura.....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 32 – Medie orarie delle misure realizzate dai due misuratori prima e dopo l’adeguamento stagionale del diaframma di misura</i>	<i>100</i>
<i>Figura 33 – Esempio di flusso bifase in condotte orizzontali.....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 34 –Schema campo di stoccaggio (a). Contatto gas-acqua in giacimento (b)</i>	<i>102</i>
<i>Figura 35– Regimi di flusso bifase in condotta orizzontale e verticale.....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 36 - Tipologia di flusso bifase in condotti [3]</i>	<i>104</i>
<i>Figura 37– Effetto di “Over–reading” sui misuratori venturimetrici ($\beta=0.4$) ..</i>	<i>107</i>
<i>Figura 38– Effetto della presenza di fase liquida nella misura con ultrasuoni .</i>	<i>109</i>
<i>Figura 39 - Errore relativo al gas secco per un Misuratore US 6’’ a 60 bar relativi e diverse velocità</i>	<i>110</i>
<i>Figura 40– Sistema con corda verticale per l’individuazione di presenza di liquido sul fondo del condotto [Altosonic V12 Twin Krohne, multicorda con 6 coppie]</i>	<i>110</i>
<i>Figura 41 – Andamento delle quantità immesse nella Rete ed erogate da stoccaggio</i>	<i>113</i>
<i>Figura 42 – Volumi erogati dall’impianto#5 (2017-2019).....</i>	<i>118</i>
<i>Figura 43 – Andamento del GNC (2015-2018)</i>	<i>118</i>
<i>Figura 44 – Concentrazione condensato nel gas erogato dall’impianto#5</i>	<i>119</i>
<i>Figura 45 – Andamento delle temperature del gas e di dew point misurate nell’impianto#5.....</i>	<i>120</i>

Figura 46 - Andamento delle temperature di dew point misurate presso l'impianto#5 nel periodo nov 2017-mar 2018.....	121
Figura 47 – Sezione del tubo che mostra tre possibili configurazioni per la misura della T: a) assenza di conduzione con la condotta b) presenza conduzione attraverso i fili del sensore c) presenza di conduzione attraverso il pozzetto termometrico [97]	124
Figura 48 – Condizioni di installazione dei pozzetti: a) assemblaggio sonda-pozzetto; b) connessione pozzetto-condotto; c) posizionamento pozzetto	125
Figura 49 - Errore sistematico dovuto agli scambi termici conduttivi e convettivi lungo il pozzetto in funzione della distanza dalla parete del condotto.....	131
Figura 50 - Errore sistematico dovuto all'irraggiamento in funzione del coefficiente di scambio convettivo e dell'emissività del pozzetto	134
Figura 51 – Bilancio energetico sulla superficie interna del condotto	135
Figura 52 – Errore sistematico dovuto alla posizione del pozzetto rispetto a quella del misuratore di portata	136
Figura 53 - Bilancio energetico su una sezione tratto di condotto.....	137
Figura 54 – Layout sperimentale.....	138
Figura 55 –Andamento delle temperature misurate in ingresso, nel pozzetto termometrico e in uscita dalla condotta con $w=6.67 \text{ m s}^{-1}$ e $T_{\text{pipe, ext}}=60 \text{ }^\circ\text{C}$ (prova n.7).....	141
Figura 56 – Punti di misura della temperatura nella corrente fluida interna alla tubazione.....	142
Figura 57 – Andamento delle temperature nel tempo	143
Figura 58 – Temperature medie del gas lungo il percorso nella condotta	144
Figura 59- Rappresentazione qualitative di un profilo di prelievo standard sigmoideo.....	160
Figura 60 – classificazione degli utenti finali in Germania	161
Figura 61 – Rappresentazione qualitativa di un profilo di prelievo adottato nel Regno Unito	164
Figura 62 – Planimetria della rete oggetto di studio	166
Figura 63 – Schema della metodologia applicata per determinare l'errore dei metodi analizzati	168
Figura 64 – Errore relativo mensile ottenuto per le tre metodologie analizzate	168
Figura 65– Consumi mensili stimati attraverso le metodologie descritte	170
Figura 66–Deviazione standard mensile dei tre metodi nei 4 scenari descritti (anno 2017)	172

<i>Figura 67 – Errore annuale per ogni scenario (anno 2017)</i>	<i>172</i>
<i>Figura 68 – Edifici per i quali sono disponibili letture giornaliere</i>	<i>173</i>
<i>Figura 69 – Effetto di una categorizzazione dell’utenza inefficiente</i>	<i>174</i>
<i>Figura 70 – Effetto di una nuova lettura sull’accuratezza della stima dei consumi giornalieri</i>	<i>174</i>

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 – Classificazione dei possibili guasti in una rete di distribuzione del GN</i>	38
<i>Tabella 2 - Caratteristiche della rete</i>	41
<i>Tabella 3– Frequenze di rottura rispetto alle classi di diametro per un'esposizione di 1000 km anno</i>	55
<i>Tabella 4– Coefficienti correttivi in funzione della profondità di interramento</i>	57
<i>Tabella 5 – Classificazione delle utenze di una rete di distribuzione del gas naturale</i>	59
<i>Tabella 6 – Riepilogo dati relativi alla rete</i>	64
<i>Tabella 7- Segmenti di condotta per classi di diametro</i>	64
<i>Tabella 8 – Categorie di utenze commerciali e industriali presenti nella rete oggetto di studio</i>	66
<i>Tabella 9 – Riepilogo risultati del calcolo del rischio economico (ER)</i>	66
<i>Tabella 10 – Dettaglio immissioni più svaso della rete 2015-2018</i>	74
<i>Tabella 11 - Dettaglio uscite dalla rete più invaso e perdite (2015-2018)</i>	75
<i>Tabella 12- Misuratori installati nelle stazioni di importazione, immissione e da stoccaggio</i>	78
<i>Tabella 13- Misuratori installati sui prelievi, consumi e stoccaggi in uscita</i>	79
<i>Tabella 14 - Misuratori a pareti deformabili (DE)</i>	80
<i>Tabella 15 - Misuratori a pistoni rotanti (PR)</i>	82
<i>Tabella 16 – Misuratori a Turbina radiale e assiale (TU)</i>	84
<i>Tabella 17 - Misuratori ad ultrasuoni (US)</i>	86
<i>Tabella 18 - Linee di Misura venturimetriche</i>	88
<i>Tabella 19 – Cambi linea stagionali effettuati su impianti city gate volumetrici</i>	90
<i>Tabella 20 - Cambi linea stagionali effettuati su impianti city gate venturimetrici</i>	91
<i>Tabella 21 - Condizioni di funzionamento tipiche dei contatori volumetrici</i>	93
<i>Tabella 22 – Tipologia di elementi primari presenti sulle linee di erogazione degli impianti di stoccaggio</i>	113

<i>Tabella 23 – Tecnologia di deumidificazione adottata negli impianti di stoccaggio</i>	115
<i>Tabella 24 – Consistenza della stazione di misura dell’impianto di stoccaggio “Impianto#5”</i>	117
<i>Tabella 25 – Analisi dei volumi erogati dall’impianto#5</i>	120
<i>Tabella 26 – Analisi della continuità del dato di misura</i>	121
<i>Tabella 27 – Potenziali sovrastime dei volumi erogati dall’impianto#5</i>	122
<i>Tabella 28 – Punti di misura e caratteristiche delle termoresistenze installate</i>	139
<i>Tabella 29 – Risultati delle prove sperimentali: valori medi misurati</i>	140
<i>Tabella 30 - Risultati delle prove sperimentali (regime invernale): valori medi misurati</i>	143
<i>Tabella 31 – Risultati delle prove sperimentali (regime estivo): valori medi misurati</i>	142
<i>Tabella 32 – Influenza della pressione di esercizio sull’errore della misura della temperatura del gas</i>	145
<i>Tabella 33 – Analisi di sensibilità dei volumi misurati in funzione dell’errore di misura della temperatura del gas (periodo 15/05/18 – 15/09/18)</i>	147
<i>Tabella 34 – Analisi di sensibilità dell’errore di misura della temperatura in termini di GNC (Sm3)</i>	148
<i>Tabella 35 – Analisi di sensibilità dell’errore di misura della temperatura in termini di GNC (%)</i>	149
<i>Tabella 36 - Categorie d’uso dei tre metodi analizzati</i>	155
<i>Tabella 37– Categorie d’uso definite nella metodologia italiana</i>	156
<i>Tabella 38– Classi di prelievo definite nella metodologia italiana</i>	157
<i>Tabella 39– Categorie d’uso nel sistema in vigore nel Regno Unito</i>	163
<i>Tabella 40 –Errori stagionali e annuali per le tre metodologie analizzate</i>	169

Lista Acronimi e simboli

ρ	Densità
φ	Frequenza di guasto totale attesa associata alla causa
σ	Costante di Stefan-Boltzman
λ	Fattore d'attrito della condotta
α	Angolo di inclinazione
$\Delta P_{i,i-1}$	Variazione di pressione nel tratto che collega i nodi
β	Rapporto di restringimento
ε	Coefficiente di espansione
ARERA	Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
ASME	American Society of Mechanical Engineers
BDEW	Associazione tedesca delle industrie energetiche e idriche
CAPP	Canadian Association of Petroleum Producers
CEPA	Canadian Energy Pipeline Association
CV	Customer value
d	diametro
DEG	Glicole dietilenico
DOT	Department of Transportation
EGIG	European Gas Pipeline Incident Data Group
ENSAD	Energy-related severe accident database
ENTSO	European Network of Transmission System Operators for Gas
EPA	Environmental Protection Agency
ER	Rischio economico
ETA	Event Tree Analysis
g	accelerazione di gravità
GN	gas naturale
GNC	Gas non contabilizzato
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GRF	Gruppi di riduzione finale
GRI	Gas Research Institute
K_{DC}	Fattore correttivo che indica il peso di una data classe di profondità di interramento sulla frequenza totale di fault
LTS	Low Temperature Separator
LVF	Liquid Volume Fraction
NDM	Utenti non teleletti
NEB	National Energy Board
NIAC	National Infrastructure Advisory Council
Nu	Numero di Nusselt
P	Pressione
PdR	Punti di riconsegna
PNIEC	Piano Energia e Clima
Q	Portata volumetrica

$Q_{i,k}$	Portata i-esima entrante o uscente dal nodo K
QRA	Qualitative risk analysis
Re	Numero di Reynolds
REMI	cabina di Regolazione e misura
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SLP	Standard load profile (profilo di prelievo standard)
SR	Rischio sociale
SW	Software
TEG	Glicole trietilenico
UKOPA	United Kingdom onshore pipeline operators association
w	Velocità
Z	coefficiente di compressibilità

INTRODUZIONE

Il gas naturale, nell'attuale scenario mondiale, rappresenta una delle più importanti fonti di energia. Nel 2019 esso ha rappresentato il 24.2% dell'energia primaria consumata nel mondo [1] e, secondo le stime della British Petroleum, la domanda crescerà dell'1.7% per anno fino al 2040 [2].

In particolare, il 32% del totale della domanda di gas mondiale è destinato al settore industriale, mentre il 40% viene utilizzato per produrre energia elettrica, infine il settore residenziale rappresenta il 22% della domanda totale [2]

In Europa l'infrastruttura di trasporto e distribuzione del gas naturale si compone di circa 136.000 km di condotte in alta pressione e di circa 1.800.000 km in media e bassa pressione [3]. Le prime hanno lo scopo di trasportare il gas su lunghi tragitti, dal luogo di produzione a quello della distribuzione attraverso reti transnazionali (ovvero fino agli agglomerati urbani che rappresentano i principali luoghi di consumo), le seconde hanno invece lo scopo di vettoriare il gas all'interno dei centri abitati raggiungendo anche i piccoli utenti residenziali e commerciali.

È inoltre opportuno sottolineare come, nello scenario attuale che evolve nell'ottica di una decarbonizzazione dei settori energetici, le reti di distribuzione e trasporto del gas naturale siano sempre più interconnesse con le altre reti energetiche (i.e. rete elettrica, rete di teleriscaldamento). Infatti, oltre alla progressiva penetrazione del vettore elettrico in utilizzi finali che tradizionalmente erano appannaggio di combustibili fossili (i.e. pompe di calore per il riscaldamento residenziale) e alle ormai consolidate tecnologie di cogenerazione e trigenerazione che trovano largo impiego anche nelle reti di teleriscaldamento e nelle applicazioni residenziali [4], un'ulteriore possibilità di interconnessione è rappresentata dalla tecnologia power to gas [5]. Quest'ultima consente di utilizzare la produzione di energia elettrica in eccesso proveniente ad esempio da fonti rinnovabili, per la produzione di idrogeno che può essere immesso direttamente nella rete di trasporto del gas naturale o utilizzato in un

processo di idrogenazione dell'anidride carbonica o del monossido di carbonio per la produzione di metano (i.e. processo Sabatier) [6].

Grazie a questa possibilità di stoccare e distribuire gas sostitutivi “verdi” come l'idrogeno, il biogas, e le loro miscele, si prospetta che l'infrastruttura del gas naturale, continui a mantenere un ruolo centrale nel vettoriamento dell'energia anche a seguito della transizione energetica [7,8].

In Italia, il Piano Energia e Clima (PNIEC) [9] prevede lo sviluppo di gas quali il biometano e l'idrogeno (da fonti rinnovabili), nell'ottica di realizzare una miscelazione con il gas naturale, con l'obiettivo di un loro utilizzo all'interno di un processo di decarbonizzazione del settore gas. In particolare è contemplata l'istituzione di una quota percentuale obbligatoria di gas rinnovabile (incluso l'idrogeno da fonti rinnovabili) da immettere nelle reti.

Nel contesto descritto, che vede la filiera del gas naturale protagonista nella transizione energetica, diventa indispensabile la predisposizione di analisi e studi approfonditi che, a partire dagli scenari definiti dai piani nazionali ed europei, siano in grado di supportare le scelte politiche e regolatorie.

In tal senso, nell'ambito della gestione delle reti, le questioni legate alla sicurezza del servizio quali la valutazione della resilienza e del rischio associato al trasporto e alla distribuzione del gas, nonché la corretta misura dei volumi necessaria al bilanciamento fisico delle reti, rappresentano tematiche di ricerca di grande rilievo.

La crescente complessità infrastrutturale delle reti ha infatti condotto ad un incremento della vulnerabilità delle stesse, evidenziando la necessità di sviluppare metodologie di analisi e tecnologie innovative allo scopo di garantire la sicurezza e il bilanciamento delle reti del gas naturale.

L'infrastruttura di rete che consente di veicolare il gas naturale dai siti di produzione ai centri di consumo, viene considerata un'infrastruttura critica nella quale eventi di guasto possono determinare conseguenze rilevanti in termini di salute, sicurezza e benessere economico [10].

Allo scopo di ridurre al minimo l'impatto di un evento di guasto è necessario attuare politiche di gestione tali da rendere questi episodi infrequenti, di breve durata, circoscritti ad aree isolate e poco impattanti per il normale livello di servizio.

In particolare, nell'ambito della distribuzione del gas, la gestione del processo di ripristino delle normali condizioni di funzionamento a seguito di eventi di guasto, è attualmente fondata su procedure redatte esclusivamente sulla base dell'esperienza degli operatori del settore. Sebbene questa politica di gestione sia stata finora utilizzata con efficacia, nella maggiore complessità dello scenario attuale, è necessario sviluppare metodologie che possano avvalersi di simulazioni numeriche e che consentano di testare l'impatto di eventi di guasto, anche in termini di propagazione su reti interconnesse, valutando delle strategie di gestione che ne minimizzino le conseguenze sul servizio.

In particolare, lo sviluppo di metodologie per la valutazione della resilienza consentirebbe di stimare a priori l'impatto di una generica condizione di guasto in termini di qualità del servizio e di potenziale numero di cittadini disserviti, identificando le aree delle reti che presentano maggiori criticità. Tali risultati possono essere utilizzati nella messa a punto di piani di intervento per la gestione delle emergenze e per la valutazione di interventi strutturali mirati, che possano ridurre le criticità e incrementare la resilienza delle reti.

Inoltre è possibile estendere tali risultati combinando ad essi un'analisi delle frequenze attese delle diverse tipologie di guasto e associando degli indici di rischio alle operazioni necessarie alla conduzione dell'esercizio di trasporto e distribuzione del gas.

Il rischio è infatti definito come il risultato della combinazione della probabilità di accadimento e delle conseguenze di un evento di guasto [12].

Un'analisi del rischio, identificando i possibili eventi di guasto che possano interessare l'infrastruttura del gas naturale e stimando le probabilità di accadimento degli stessi, consente di individuare le criticità della filiera e di definire delle soglie di intervento in accordo con gli standard di affidabilità del servizio che si intende perseguire. Inoltre, tenendo conto delle frequenze di accadimento di ogni specifico guasto, introduce la possibilità di intraprendere delle azioni differenziate in funzione delle specificità territoriali in cui la rete è situata, nonché delle caratteristiche tecniche della rete stessa (i.e. materiali delle condotte, condizioni di esercizio) in quanto, queste caratteristiche, hanno un'influenza diretta sulle frequenze stesse [11].

In tal senso, i risultati di questa analisi possono essere utilizzati all'interno del processo decisionale che precede la realizzazione di interventi strutturali sulla rete che possano incrementare l'efficienza e la stabilità del servizio.

Il secondo aspetto fondamentale nell'ottica di garantire l'affidabilità del servizio di trasporto e distribuzione del gas e che sarà oggetto di discussione nel prosieguo di questo elaborato è quello che riguarda il bilanciamento delle reti.

Il bilanciamento costituisce un concetto cardine per il funzionamento del sistema gas e racchiude una doppia valenza fisica e commerciale. Esso, infatti, rappresenta lo strumento detenuto dal trasportatore per controllare i parametri di flusso (i.e. portate e pressioni) allo scopo di garantire un servizio di vettoriamento efficiente e di assicurare contemporaneamente una corretta contabilizzazione e allocazione del gas trasportato [12]. Una stima efficiente di tutti i contributi che costituiscono il bilancio di una rete consente inoltre il contenimento delle emissioni di gas a beneficio dell'ambiente, nonché della sicurezza del servizio.

L'aspetto cruciale che concerne il bilancio di una rete di trasporto del gas naturale è l'aliquota di Gas Non Contabilizzato (GNC), che rappresenta il quantitativo di gas non misurato riconducibile a tutte le indeterminatezze dei termini che costituiscono l'equazione di bilancio della rete di trasporto e la cui introduzione nella stessa è necessaria a garantirne la chiusura, sopperendo agli inevitabili errori che vengono commessi nella misura dei volumi (i.e. ingressi, accumuli e uscite).

Ne consegue che, la comprensione delle cause che concorrono alla costituzione del GNC, è una questione fondamentale nell'ambito della gestione delle reti gas, in quanto risulta cruciale determinare le condizioni di funzionamento non conformi in cui i livelli di GNC risultano incompatibili con le normali prestazioni dei sistemi di misura che costituiscono la rete. Tali condizioni di funzionamento possono, infatti, essere causa di errori sistematici nella stima dei volumi che vanno necessariamente scongiurati allo scopo di garantire un esercizio sicuro ed efficiente.

Fino ad ora il calcolo del bilancio allo scopo di determinare il GNC è stato una prerogativa delle sole reti di trasporto, per le quali in Italia questa aliquota viene riconosciuta in tariffa dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) sulla base di una proposta della maggiore impresa di trasporto in misura

pari alla media dei quantitativi di GNC registrati negli ultimi quattro anni disponibili [13].

Sebbene l'attuale assetto del sistema gas italiano, infatti, non preveda una sistematica regolazione nelle reti di distribuzione in merito al GNC, attraverso la determinazione N76/DAGR/2018, l'ARERA ha espresso la volontà di realizzare uno studio finalizzato all'individuazione di una metodologia per la determinazione dei livelli del delta in-out "efficienti" per l'attività di distribuzione [14].

La chiusura di un bilancio di volumi su una rete di distribuzione, introduce un ulteriore elemento di difficoltà relativo alla necessità di stimare, attraverso dei modelli di profilazione, una grossa quota dei volumi riconsegnati presso gli utenti finali. Ciò è conseguenza del fatto che, nella maggior parte dei paesi europei, la grande maggioranza degli utenti finali è rappresentata da piccoli utenti residenziali e commerciali i cui consumi vengono tipicamente rilevati con cadenza quadrimestrale o semestrale.

Infatti, nonostante Il terzo pacchetto sull'energia dell'Unione Europea [15,16] richieda agli stati membri di dotare tutti gli utenti finali di tecnologie per lo smart metering, che consentirebbe la lettura dei consumi da remoto in tempo reale, tale obbligo è subordinato a una valutazione economica positiva di un'analisi costi-benefici di lungo termine e non è inoltre stato definito un programma di attuazione specifico per lo smart metering nel settore del gas [17]. Sebbene l'Italia sia all'avanguardia sul roll-out degli smart meters, anche nel nostro paese questa transizione non è completa su tutte le reti di distribuzione [18]. Da ciò consegue che l'allocatione dei consumi di gas naturale per gli utenti il cui dato di misura è disponibile ad intervalli temporali irregolari, viene condotta attraverso la definizione e l'utilizzo di metodologie di previsione. Queste, ricorrono all'utilizzo di profili di prelievo standard attribuiti alle diverse categorie d'utenti (i.e. definite sulla base dell'utilizzo fatto del gas o della taglia di consumo annuale) dalle autorità nazionali che regolano il settore dell'energia nei diversi paesi europei.

In questo contesto, nell'ottica di definire delle soglie di accettabilità per la quota di sbilanciamento delle reti di distribuzione, allo scopo di introdurre, anche in questa fase della filiera le logiche di bilanciamento già in essere nel comparto del trasporto, si

prospetta la necessità di condurre uno studio sui modelli di profilazione dei consumi adottati per queste stime. Attraverso l'analisi, l'applicazione e il confronto delle diverse metodologie attualmente utilizzate in Europa, è infatti possibile porre evidenza sulle problematiche legate alla previsione dei consumi di gas e alla corretta allocazione degli stessi presso gli utenti del servizio. Tale studio consentirebbe di individuare il loro impatto sulla chiusura del bilancio e i possibili margini di intervento allo scopo di rendere questa operazione più efficiente.

Nel contesto descritto, risulta chiaro che le questioni legate alla gestione delle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale rappresentino un problema multidisciplinare che coinvolge aspetti gestionali, metrologici e regolatori che verranno analizzati nel dettaglio nell'ambito della presente ricerca.

Schema della ricerca e struttura della tesi

Il presente lavoro di tesi è organizzato in tre capitoli, all'interno dei quali sono discussi i tre temi principali affrontati nel corso del lavoro di ricerca portato avanti nel periodo di dottorato.

Ognuno dei capitoli presenta una sezione introduttiva in cui viene illustrata la rilevanza scientifica della tematica affrontata e il contributo apportato rispetto allo stato dell'arte della letteratura scientifica.

In particolare, il *primo capitolo* affronta il problema della simulazione del comportamento delle reti di distribuzione del gas naturale in diverse condizioni di funzionamento, allo scopo di valutare la resilienza delle stesse e di identificarne il livello di servizio in diversi scenari con particolare attenzione a scenari di guasto. In particolare, attraverso la modellazione di due reti reali operanti nel territorio italiano, sono stati discussi gli effetti che l'insorgenza di un guasto può avere sull'efficienza del servizio. I casi di studio discussi in questo capitolo riguardano:

- un'analisi delle condizioni di funzionamento a seguito di un guasto ad un dispositivo di regolazione della pressione, allo scopo di valutare la resilienza del sistema;
- un'analisi del rischio associato al potenziale disservizio provocato da un guasto ad una condotta di distribuzione del gas naturale.

All'interno del *secondo capitolo* sono state discusse le problematiche legate al bilanciamento delle reti di trasporto del gas naturale e le ricadute che queste possono avere sulla corretta allocazione dei costi tra gli utenti del servizio e sulla continuità dello stesso. All'interno di questo capitolo è stato condotto uno studio delle condizioni in cui viene realizzata la misura delle portate nelle reti di trasporto e sull'impatto che queste hanno sull'accuratezza della stima delle diverse aliquote che ne costituiscono il bilancio.

Infine, il *terzo capitolo* affronta la problematica della stima dei consumi degli utenti non ancora dotati di un contatore che consenta la telelettura del dato di consumo giornaliero. Tale problematica riguarda la fase di chiusura del bilancio delle reti di distribuzione del gas naturale. In particolare, sono approfondite le metodologie di stima adottate nei tre paesi con i maggiori consumi di gas naturale d'Europa. Queste metodologie sono state applicate ad un caso di studio reale allo scopo di realizzare un confronto e individuare possibili inefficienze della metodologia adottata in Italia.

CAPITOLO 1 - ANALISI E MODELLAZIONE DELLE RETI GAS

La necessità di simulare le reti di distribuzione e trasporto del gas nasce soprattutto dall'esigenza di prevedere il comportamento delle stesse nelle condizioni di guasto per valutare e migliorare la resilienza delle stesse.

Nel presente capitolo di tesi, dopo un'introduzione relativa allo stato dell'arte, viene presentata una metodologia per la valutazione della resilienza della rete e una metodologia di calcolo del rischio di interruzione del servizio, associato alla rottura di un segmento di condotta, entrambe applicate alla distribuzione del gas naturale. Entrambe le metodologie sono state applicate a due differenti casi di studio reali rappresentati da due reti di distribuzione collocate nel centro sud Italia, le cui caratteristiche necessarie alla modellazione condotta, sono state rese disponibili dall'azienda incaricata della gestione del servizio, all'interno di una convenzione di ricerca che ha coinvolto anche Il Laboratorio di Analisi e Protezione delle Infrastrutture Critiche del centro di ricerca ENEA di Casaccia.

1.1 Analisi di resilienza di una rete di distribuzione del gas naturale

Come già anticipato nell'introduzione, l'infrastruttura di rete che consente di veicolare il gas naturale dai siti di produzione ai centri di consumo, viene considerata un'infrastruttura critica nella quale eventi di guasto possono determinare conseguenze rilevanti in termini di salute, sicurezza e benessere economico. Il guasto di un componente o la rottura di un segmento di condotta può mettere in pericolo l'incolumità delle persone, nonché essere causa di disservizi da cui possono scaturire conseguenze economiche e sociali non trascurabili.

Per quanto detto, le compagnie di trasporto e distribuzione del gas naturale, allo scopo di garantire la sicurezza delle loro reti, devono intensificare gli sforzi nella direzione

di innovare e migliorare il loro servizio, sviluppando tecnologie e adottando politiche di gestione che mirino ad un aumento della resilienza del sistema. Infatti, nello scenario descritto che vede una crescente interdipendenza tra diverse reti energetiche, i guasti o i malfunzionamenti che si verificano in una rete, possono facilmente propagarsi alle altre interconnesse, amplificandone l'impatto negativo.

La resilienza del servizio di distribuzione del gas naturale si riferisce, in generale, alla capacità della rete di adattarsi al cambiamento delle condizioni di funzionamento, ripristinando il proprio normale livello di servizio a seguito di un disturbo. Secondo l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) [19], la resilienza è "l'abilità di un sistema di sostenere interruzioni interne ed esterne senza incorrere in discontinuità nella persecuzione delle proprie funzioni o, qualora queste subiscano una discontinuità, l'abilità di recuperarle in tempi rapidi". Secondo il National Infrastructure Advisory Council (NIAC), invece, la resilienza di un'infrastruttura dipende dalla sua capacità di anticipare, assorbire, adattare e/o recuperare rapidamente le proprie normali condizioni di funzionamento a seguito di un evento potenzialmente distruttivo [20]. Con riferimento alla resilienza delle infrastrutture rispetto a eventi sismici, Bruneau et al. [21] identificano i seguenti quattro attributi: i) robustezza (i.e. l'abilità di resistere a eventi avversi senza riportare danni significativi o ripercussioni sulle performance); ii) rapidità (i.e. la capacità di ripristinare le funzionalità in modo tempestivo contenendo le perdite e scongiurando le interruzioni del servizio); iii) intraprendenza (i.e. l'abilità di diagnosticare e dare priorità ai problemi, nonché di avviare soluzioni basate su adeguate risorse materiali, monetarie, informative, tecnologiche e umane); iv) ridondanza (i.e. la misura in cui i componenti del sistema sono sostituibili).

Quindi, nel caso del servizio di distribuzione del gas naturale, la resilienza può essere definita come la capacità di operare in sicurezza adattandosi a eventi imprevisti interni (e.g. eventi di guasto, sovraccarichi, ecc.) o esterni (e.g. terremoti, alluvioni, frane). In un lavoro di review, Liu and Song [22] affermano che gli aspetti relativi alla resilienza delle reti di trasporto e distribuzione del gas non sono stati sufficientemente investigati, sostenendo inoltre che la poca letteratura disponibile sull'argomento pone maggiore enfasi sulle attività di trasporto, ovvero sulla fase della filiera che ha il

compito di vettoriare il gas dai siti di produzione o di importazione, fino alle soglie degli agglomerati urbani dove viene misurato prima di entrare nelle reti di distribuzione che invece hanno il compito di consegnare il gas agli utenti disseminati all'interno dei centri urbani.

Per quanto riguarda la fase della distribuzione, Esposito et al. [23] hanno investigato l'impatto fisico di un terremoto sulle condotte di media e di bassa pressione di una rete urbana; a questo scopo, è stata stimata la resilienza della rete di distribuzione del gas naturale della città dell'Aquila. Questa è stata ottenuta attraverso il calcolo dell'integrale della curva definita dal numero di utenti alimentati/interrotti nel tempo, a partire dal momento dell'evento sismico fino al totale ripristino del normale livello di servizio. Cimellaro et al. [24] hanno proposto una metodologia per la valutazione delle performance delle reti di distribuzione del gas naturale, includendo il processo di ripristino a seguito di un evento sismico; anche in questo caso viene proposto un indice di resilienza calcolato attraverso un integrale della curva di funzionalità del sistema. Inoltre, nello stesso lavoro viene proposta una strategia di gestione dello scenario sismico che prevede la chiusura emergenziale di valvole di intercettazione, disposte lungo la condotta, allo scopo di prevenire l'insorgere di fuoriuscite incontrollate di gas. Golaro et al. [25] hanno sviluppato un modello completo per la valutazione della resilienza nei confronti di calamità naturali, quali terremoti o incendi, o di attacchi deliberati; in questo lavoro, allo scopo di definire un livello di servizio nominale, è stata definita una "funzione di delivery" monitorando l'ammontare di gas consegnato ad un determinato insieme prestabilito di nodi in un dato periodo di funzionamento. In maniera simile Kyriakidis et al. [26] utilizzano le portate volumetriche di gas consegnato ai distributori locali per definire un indicatore del livello di servizio delle reti gas. Inoltre, Wadhawan et al. [27] hanno investigato la resilienza di un sistema di condotte del gas naturale sotto diversi scenari di attacchi informatici, definendo un indice funzione del tempo (i.e. il tempo richiesto dalla rete per raggiungere lo stato di guasto). L'analisi della letteratura scientifica condotta, evidenzia la necessità di definire una metodologia che, avvalendosi di un framework software, consenta, da un lato, di effettuare delle analisi sistematiche sugli effetti dei possibili guasti che possano interessare una rete di distribuzione, e dall'altro di testare possibili strategie di

intervento che possano entrare a far parte delle procedure di gestione delle emergenze delle compagnie di distribuzione.

1.2 Analisi del rischio per una rete di distribuzione del gas naturale

Il rischio può essere definito come il risultato della combinazione della probabilità di accadimento e delle conseguenze di un evento avverso [28]. Nell'analisi del rischio, basandosi sull'identificazione dei possibili pericoli associati ad una determinata attività e alla stima della loro probabilità di accadimento, vengono definiti e valutati degli indicatori di rischio con l'obiettivo di essere d'ausilio alle decisioni che mirano alla sua gestione [11].

In funzione delle conseguenze prese in considerazione è possibile distinguere differenti tipologie di rischio: i) rischio individuale, ii) rischio sociale e iii) rischio economico. Il rischio individuale è la quantità di rischio per il singolo individuo, in un dato periodo di tempo in cui si assume che la sua posizione non vari. Il rischio sociale è la misura del rischio totale che interessa una comunità o gruppo di persone associato ad una determinata posizione fissa [29]. Infine, il rischio economico tiene conto delle conseguenze economiche di un incidente o di un episodio di guasto.

Per quanto detto, le informazioni relative agli incidenti che interessano le infrastrutture del gas sono infatti fondamentali per la stima e la gestione del rischio associato alle attività di trasporto e distribuzione del gas naturale. Diverse associazioni di categoria sovranazionali hanno raccolto, negli ultimi decenni, informazioni in merito agli incidenti relativi alle condotte di trasporto del gas naturale [30–33]. In particolare, l'European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG), organismo di cooperazione di diciassette operatori del trasporto di gas naturale, aggiorna un database dei dati relativi agli incidenti che hanno interessato le reti di trasporto del gas naturale in Europa. In particolare, EGIG censisce ogni episodio in cui sia avvenuto un rilascio non intenzionale di gas attraverso segmenti di condotta onshore in acciaio, situate al di fuori di impianti di regolazione o di misura ed esercite ad una pressione minima di

15 bar [33]. In UK, UKOPA raccoglie ed analizza i dati relativi agli incidenti che hanno interessato le condotte di trasporto del gas naturale con pressione minima di 8 bar di undici operatori del trasporto inglese [30]. Il RSPA-OPS dell'U.S. Department of Transportation (DOT) raccoglie dati riguardanti gli incidenti rilevanti nella rete di trasporto del gas naturale in US, attraverso l'aggiornamento di un database [34] che contiene informazioni su incidenti che hanno determinato: a) morte o ferimento con ospedalizzazione; b) danni economici (i.e. danni a proprietà o gas perso) che ammontino ad almeno 50 k\$; c) lo shutdown di una LNG facilities. Sul territorio canadese il compito di redigere un report annuale relativo alle performance della rete [35] che tenga conto degli incidenti sopraggiunti è affidato al National Energy Board (NEB). Il NEB a seguito di consultazioni con il Canadian Energy Pipeline Association (CEPA) e il Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) ha individuato indicatori di sicurezza con riferimento ai danni provocati alle persone (i.e. numero di morti e di feriti) da incidenti che hanno interessato condotte di gas. Questi vengono ulteriormente suddivisi in tre categorie: i) dipendenti della compagnia che gestisce la rete; ii) dipendenti di ditte appaltatrici che lavorano sulla rete; iii) persone non coinvolte in lavori sulla rete. Sono inoltre definiti indicatori di integrità (i.e. numeri di rotture con le rispettive cause) e indicatori ambientali (i.e. rilasci di gas sia in termini di frequenze che di volumi dispersi).

In letteratura sono disponibili diverse tecniche applicabili per la valutazione e l'analisi del rischio classificabili in tre categorie: i) metodo quantitativo; ii) metodo qualitativo; iii) metodo ibrido [11]. Mentre le tecniche quantitative si fondano su metodi statistici a loro volta basati sui dati storici raccolti nei diversi database internazionali e spesso disponibili online, le tecniche qualitative, sebbene siano fondate sull'esperienza soggettiva di esperti e addetti ai lavori, possono richiedere un'operazione di validazione che ne accerti l'affidabilità.

Un esempio di tecnica qualitativa è quello di Han et al.[36] che propongono l'utilizzo di tre indici di rischio: i) un indice associato alla causa (corrosione, terze parti, difetti del materiale, ecc.), ii) un indice di rischio intrinseco (condizioni di funzionamento, difetti di installazione), iii) un indice relativo alle conseguenze (i.e. pericolo di fuori uscite di gas, danni ad oggetti/personone). Ad ognuno degli indici viene

attribuito un coefficiente di peso ai fini della valutazione del rischio totale. La metodologia proposta è stata validata per confronto su due casi di studio con diverse estensioni. Gli stessi autori, in [37] propongono una metodologia di analisi quantitativa del rischio (QRA) integrata per le reti di distribuzione del gas naturale che tiene conto delle conseguenze sulla qualità del servizio (pressione, portata) sia di quelle relative a possibili pericoli per le persone (fuori uscita di gas, danni fisici, probabilità che si verifichino incidenti mortali, ecc.). In particolare, le considerazioni in merito alla qualità del servizio vengono utilizzate per valutazione del rischio in termini di perdite economiche. Tali perdite vengono ritenute proporzionali alle possibili cadute di pressione, insorte come conseguenza di una fuoriuscita di gas localizzata, ritenendo che la capacità produttiva di un sito sia direttamente proporzionale alla pressione in corrispondenza dell'area della rete in cui le attività industriali sono situate. Ma et al. [38] propongono una metodologia QRA nelle reti di distribuzione del gas naturale basata sul sistema di cartografia GIS, attraverso il quale viene fornita ai gestori del servizio la possibilità di delimitare le aree ad alto rischio che richiedono interventi di ispezione/manutenzione più frequenti. Vianello et al. [39] applicano una metodologia di QRA ad una porzione di rete di trasporto italiana definendo una funzione per la valutazione delle conseguenze della rottura di una condotta, basata sul diametro e sulla pressione di esercizio della stessa e valutando il rischio individuale e sociale ad essa associato in base alle frequenze di rottura fornite dall'EGIG. In [40] gli autori propongono invece una metodologia di ottimizzazione del processo di identificazione e pianificazione degli interventi di manutenzione su una rete di gas naturale basata sui risultati di un'analisi del rischio. Tale metodologia, identificando i segmenti di condotta la cui manutenzione/sostituzione avrebbe un impatto significativo sulla riduzione del rischio, può consentire di ridurre la magnitudo e la probabilità di accadimento di guasti nella rete.

Uno degli aspetti di rilievo nella lettura scientifica riguardante l'analisi del rischio associata alle condotte di gas naturale è quella relativa al rischio sismico. A tal proposito, Cavalieri [41] propone una metodologia di analisi del rischio sismico che tiene conto, oltre che della topologia della rete, delle sue condizioni di funzionamento (i.e. portata condotte e pressioni ai nodi), consentendo la valutazione della

vulnerabilità del servizio rispetto ad eventi sismici. Tale metodologia viene poi implementata e applicata ad una rete di benchmark composta da 135 nodi e 170 segmenti di condotta. Con un approccio analogo, Esposito et al. [42] propongono un'analisi del rischio sismico, espresso in termini di probabilità di eccedere un livello di interruzione del servizio, misurato attraverso indicatori di performance basati sulla connettività. Oggetto di analisi è stata la parte di rete in media pressione della città di L'Aquila. L'analisi è stata svolta attraverso l'uso di un software di programmazione orientata agli oggetti specifico per la valutazione del rischio di "lifelines" sviluppato dagli stessi autori. In [43] viene proposta una metodologia per la valutazione delle performance della rete di trasporto europea in scenari di guasto, basata esclusivamente su dati opensource. In particolare i dati cartografici necessari alla modellazione della rete sono stati ricavati dalle mappe rese disponibili dall'ENTSO [44] mentre i consumi necessari a determinare i flussi nella rete sono stati definiti sulla base della distribuzione demografica dei diversi stati attraversati dalla stessa e dalla posizione degli impianti di produzione dell'energia elettrica alimentati a gas. Allo scopo di valutare un rischio di interruzione, gli autori hanno calcolato un'esposizione per le condotte basata sulla loro vita media e sui danneggiamenti associati all'attività sismica attingendo all'energy-related severe accident database (ENSAD) [45].

L'analisi della letteratura scientifica condotta, per quanto riguarda le reti di distribuzione, evidenzia una maggiore concentrazione di studi che analizza il rischio associato ad eventi sismici che possono compromettere l'integrità delle reti interrate. Poiché le reti di distribuzione si diramano all'interno delle aree urbane in cui l'attività antropica (i.e. scavi necessari per l'installazione di reti di servizi) non è trascurabile, risulta di grande interesse approfondire l'incidenza di guasti che interessano le condotte, associata a queste attività. Lo scopo dell'analisi del rischio discussa nel prosieguo del capitolo è, quindi, la definizione di una metodologia che, avvalendosi di un framework software, consenta la valutazione di un indicatore di rischio basato sulle conseguenze di tali incidenti sul servizio di distribuzione.

1.3 Software per la modellazione delle reti di condotte

Nella gestione delle reti di distribuzione del gas, il processo di recovery a seguito di eventi avversi che in qualche modo inficiano il normale livello di servizio, è generalmente basato su piani di gestione dell'emergenza redatti dai responsabili dei comparti tecnici delle compagnie di distribuzione sulla base della loro esperienza. La crescente complessità che caratterizza lo scenario attuale, rende necessario lo sviluppo di metodologie che possano avvalersi di simulazioni numeriche e che consentano di testare l'impatto di eventi di guasto, e di valutare delle strategie di gestione che ne minimizzino le conseguenze sul servizio.

In commercio sono disponibili diversi software sviluppati per modellare le reti di condotte che trasportano il gas naturale, che consentono di calcolare per esse le distribuzioni dei flussi e delle pressioni in funzione delle condizioni di esercizio necessarie alla definizione del problema e impostate come input.

In particolare, tra i software più diffusi, il SW *InfoWorks WS Pro Gas* [46] consente la simulazione di una rete di gas naturale in regime stazionario o anche dinamico a partire dalla sua consistenza (i.e. geometria, numero e dislocazione di City Gates, nodi, GRF, etc.) e dai consumi degli utenti. Un'alternativa per l'analisi stazionaria monodimensionale di flussi isotermi di gas è rappresentata dal SW *Pipe2020* [47], basato sulle equazioni di Darcy Weisbach e che consente di condurre simulazioni con gas ideali e non. Per la modellazione di reti energetiche collegate tra loro (e.g. le reti elettriche e quelle di gas naturale anche con tecnologia power to gas), il SW *Saint* [48] dispone di un ambiente integrato in cui è possibile simulare scenari critici che compromettano la continuità del servizio, consentendo di valutare gli effetti dell'interdipendenza tra le reti. Il SW si basa sulle equazioni monodimensionali derivate dalla conservazione della massa e della quantità di moto, nonché dalla legge dei gas reali. Si tiene conto della compressibilità del gas attraverso il fattore di compressibilità stimato attraverso i modelli più diffusi in letteratura (i.e. AGA, AGA8DC92, GERG2008). Infine il software *Synergi Gas* [49], oltre a costituire un tool versatile per la simulazione dell'esercizio di reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, consente di realizzare un collegamento al sistema informativo del gestore

della rete, aggiungendo ai processi di analisi della rete, le logiche di gestione SCADA implementate.

D'altra parte, in letteratura sono disponibili diversi modelli numerici sviluppati per supportare la fase di progettazione delle reti, nonché per essere d'ausilio alle analisi necessarie alla valutazione del rischio cui si incorrerebbe in caso di malfunzionamenti o guasti all'interno del sistema di distribuzione. A tal proposito, Cavalieri [50] ha sviluppato un modello avvalendosi di un tool di simulazione open source, in grado di calcolare i flussi attraverso tutti i segmenti di condotta che costituiscono una rete di distribuzione di dimensioni realistiche. In questo modello si tiene conto della possibilità di avere più livelli di pressione sulla rete, nonché delle correzioni necessarie per tener conto della variazione di quota lungo la direzione del flusso. In [51] due modelli semplificati per due reti di distribuzione del gas naturale sono stati ottenuti da un set di equazioni differenziali alle derivate parziali che governano la fluidodinamica del problema implementate all'interno di una libreria MATLAB- Simulink contenente i componenti principali che costituiscono una rete (i.e. condotte, derivazioni d'utenza, regolatori di pressione). Entrambi i modelli hanno lo scopo di analizzare il comportamento della rete anche in caso di guasti e in condizioni di emergenza e sono stati entrambi testati su esempi di reti disponibili in letteratura. Tuttavia, in entrambi i casi, gli esempi appena citati contano solo poche decine di nodi (i.e. 67 nodi e 88 segmenti di condotta) e, anche in questo caso, non vengono condotte analisi in condizioni di emergenza che consentano di testare i modelli nella conduzione di un'analisi di resilienza. Infatti, la letteratura scientifica disponibile sul tema della gestione delle condizioni di funzionamento di emergenza per le reti di condotte, principalmente fa riferimento a metodologie statistiche basate sullo studio di dati storici allo scopo di stabilire frequenze di guasto e cause più probabili da cui questi scaturiscono [52–54]. Ad esempio, Wu et al. [55], attraverso un'analisi di probabilità dinamica dei guasti che interessano una rete di distribuzione del gas naturale, basata su una rete Bayesiana, effettuano delle previsioni sulle possibili conseguenze dei guasti e valutano l'impatto dei possibili incidenti secondari provocati dai primi. La probabilità condizionata di ognuno dei nodi della rete Bayesiana viene stimata sulla base dell'esperienza di alcuni esperti del settore coinvolti nel lavoro. La crescente

attenzione alle problematiche legate alla maggiore interdipendenza tra le reti energetiche (e.g. rete elettrica, rete di teleriscaldamento e rete gas) che ha caratterizzato gli ultimi anni, ha determinato lo sviluppo di modelli che si focalizzano sullo studio del comportamento delle reti durante i transitori [56]. La crescente complessità dei modelli inoltre ha richiesto uno sforzo per l'ottimizzazione degli algoritmi utilizzati per la risoluzione numerica dei sistemi di equazioni che governano la fluidodinamica delle reti di condotte allo scopo di ridurre la complessità computazionale [57–59].

Nei casi di studio che verranno descritti nel prosieguo del capitolo, le simulazioni sono state condotte utilizzando il Sincal, un software commerciale sviluppato dalla Siemens per la risoluzione di reti energetiche in regime stazionario le cui caratteristiche verranno discusse nei paragrafi successivi.

1.4 Framework di simulazione per l'analisi del comportamento delle reti

Le due metodologie alla base dei casi di studio che verranno presentati nel seguito di questo capitolo, sono entrambe basate su un framework software che consente di:

- modellare una rete a partire da una rappresentazione cartografica della stessa;
- calcolare la distribuzione delle pressioni nei punti in cui il gas viene consegnato agli utenti finali;
- testare gli effetti dell'insorgere di condizioni di guasto che interessino i diversi componenti che costituiscono l'infrastruttura della rete.

Dal punto di vista strutturale, le reti di distribuzione di GN sono costituite principalmente da una serie di impianti City Gates (ovvero di regolazione della pressione e di misura al confine con la rete di trasporto), condotte altamente ramificate che collegano nodi adiacenti e forniscono gli utenti finali, gruppi di riduzione della pressione (GRF), punti di riconsegna (PdR). In particolare, i nodi rappresentano: i) punti di introduzione del gas nel sistema (REMI); ii) punti in cui il gas viene prelevato

dal sistema e riconsegnato agli utenti finali (PdR); iii) punti in cui una condotta subisce un cambiamento di diametro o una divisione in due o più rami. L'input della modellazione è quindi rappresentato dalla mappa digitale della rete contenente informazioni geometriche (ad es. posizione, lunghezza e diametro dei tubi) e tecniche (ad es. materiale dei tubi, GRF, valvole). A tal fine, le aziende di distribuzione generalmente sviluppano e aggiornano mappe GIS della rete in quanto estremamente efficaci nella pianificazione di lavori che possono causare interferenze (ad esempio posa cavi sotterranei, scavi e movimento terra) [27]. Tuttavia, le mappe GIS si riferiscono quasi sempre esclusivamente alla rete sotterranea di distribuzione in media e bassa pressione e quasi mai all'ultimo tratto di rete fuori terra di riconsegna su cui vengono installati i contatori di fornitura. Di conseguenza, i nodi terminali tracciati sulle mappe GIS risultano essere insiemi di punti di riconsegna del gas a diversi utenti finali e generalmente non si riferiscono al singolo PdR se non per grandi utenze. Pertanto, un parametro critico per la modellazione della rete e per la stima degli effetti dei guasti è spesso rappresentato dal numero di utenti e quindi di cittadini serviti nei singoli nodi. A questo scopo, per misurare l'impatto di un guasto sui cittadini serviti da ciascun nodo della rete, è stato associato al modello GIS della rete un modello demografico aggiornato, sviluppato in Italia dall'ISTAT.

Un dato di input estremamente importante ai fini della simulazione è il profilo di carico della rete in termini di quantità di GN distribuito che descriva in modo affidabile l'andamento reale dei consumi. Come noto, l'uso di GN nel settore residenziale è finalizzato a riscaldamento degli ambienti, alla cottura dei cibi e alla produzione di acqua calda sanitaria (spesso non tutti i servizi contemporaneamente) e i relativi consumi sono misurati generalmente attraverso contatori di gas meccanici tradizionali [60]. Gli utenti commerciali, tecnologici e quelli più grandi residenziali (ad es. edifici con impianti di riscaldamento centralizzati) consumano maggiori quantità di NG e sono spesso dotati di un contatore di gas intelligente più grande [61].

A partire dai dati orari del GN immesso nella rete attraverso i city gate e dei prelievi in uscita presso i punti di riconsegna (tecnologici e residenziali) misurati con smart meter, è stato possibile stimare i prelievi orari presso i punti di riconsegna non misurati con smart meter (valore medio orario). Il consumo orario medio residenziale è stato

così ottenuto calcolando la differenza tra la portata in ingresso nella rete di distribuzione NGN e misurata ai City Gates e la somma del consumo orario degli utenti commerciali e industriali più grandi dotati di contatori intelligenti.

Due approcci sono attualmente disponibili per la simulazione di una rete di distribuzione del gas: i) approccio pressure-driven; ii) approccio demand-driven.

In quest'ultimo caso, adottato nel framework proposto in questo lavoro, l'input del modello è rappresentato dai profili di carico in ciascun nodo, mentre le pressioni simulate nei nodi e le portate nei singoli rami rappresenteranno l'output. Per la modellazione della pressione di rete viene utilizzata la legge di conservazione dell'energia ipotizzando condizioni isoterme per tubazioni orizzontali, come esplicitato nell'eq. (1)

$$\frac{dP}{dx} + \frac{\lambda}{d} \rho \frac{w|w|}{2} + \rho g \sin \alpha = 0 \quad (1)$$

Dove:

- P pressione [N m⁻²]
- λ fattore d'attrito della condotta [adimensionale]
- d diametro [m]
- w velocità [m s⁻¹]
- g accelerazione di gravità [m s⁻²]
- ρ densità [kg m⁻³]
- α angolo di inclinazione [°]

In letteratura esistono diversi modelli fluidodinamici per il calcolo di λ in condotti chiusi [62]. Per i casi di studio descritti nei paragrafi successivi, è stato utilizzato il modello di Hagen-Poiseuille nel caso di flusso e il modello di Colebrook-White nel caso di flusso turbolento come descritto, rispettivamente nelle equazioni (2) e (3).

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (2)$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left(\frac{K_s}{3,71d} + \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} \right) \quad (3)$$

Per la determinazione delle pressioni ai nodi e delle portate attraverso i tratti di tubazione sono utilizzati il principio di conservazione della massa e dell'energia, ovvero la prima e la seconda legge di Kirchhoff [63], come rappresentato in figura 1 e nelle equazioni (4) e (5).

$$\sum_{i=1}^N Q_{i,k} = 0 \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^{N-1} \Delta P_{i,i-1} = 0 \quad (5)$$

Dove:

- $Q_{i,k}$ è la portata i -esima entrante o uscente dal nodo K
- $\Delta P_{i,i-1}$ è la variazione di pressione nel tratto che collega i nodi i e $i + 1$.

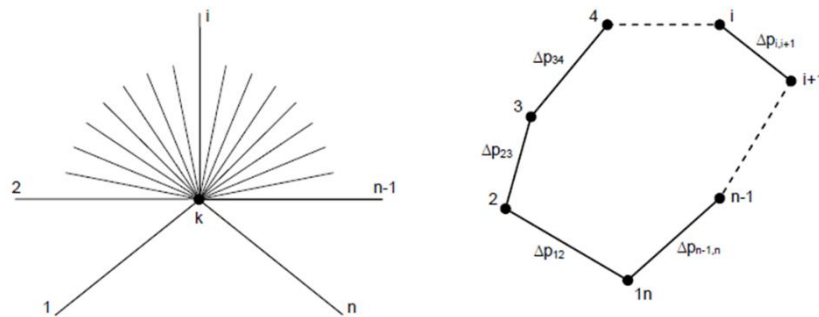


Figura 1– Conservazione di massa ed energia nei nodi e nelle maglie della rete

Per la risoluzione del sistema di equazioni appena descritto, il software PSS Sincal adottato nei casi di studio che verranno analizzati nel prosieguo di questo capitolo, utilizza il metodo iterativo del bilanciamento delle portate di Hardy Cross. Si tratta di un metodo largamente utilizzato nella risoluzione di problemi di ottimizzazione che riguardano reti di condotte caratterizzate dalla presenza di loop [64]. L'applicazione di questo metodo richiede la definizione di una distribuzione iniziale dei flussi all'interno delle condotte della rete, tale da soddisfare in ogni nodo la prima legge di Kirchhoff. La seconda legge di Kirchhoff per ogni maglia chiusa dovrà essere soddisfatta al termine del processo di calcolo iterativo. Si noti che la scelta della distribuzione dei flussi iniziale non ha un'influenza significativa sulle proprietà di convergenza del metodo [65]. Ad ogni iterazione, il metodo di Hardy Cross non calcola direttamente il flusso attraverso i segmenti di condotta, bensì calcola una correzione da sommare algebricamente al flusso ottenuto nella precedente iterazione. Poiché il segno del flusso determina il verso di percorrenza del gas attraverso la condotta, questa operazione di somma algebrica richiede l'applicazione di complesse regole che rappresentano il maggior difetto di questo metodo. Infatti, pur garantendo

risultati accurati anche su reti magliate, a causa della complessità delle regole necessarie per la definizione dei segni delle correzioni da applicare ai flussi ad ogni iterazione, questo metodo, può richiedere un numero di iterazioni non trascurabile nel caso di reti molto grandi. Esistono in letteratura metodi che, calcolando direttamente i flussi ad ogni iterazione, presentano il vantaggio di ridurre la complessità computazionale del problema [66]. Nel presente lavoro, una volta impostata la domanda di gas ai nodi, da cui scaturisce anche la quantità immessa nella rete dai city gate, sono state calcolate le distribuzioni dei flussi e delle pressioni sull'intera rete attraverso il sistema di equazioni appena descritto. L'unicità della soluzione così ottenuta è garantita dalla contemporanea applicazione dell'equazione di conservazione della massa e dell'energia (i.e. leggi di Kirchhoff), infatti, sebbene in teoria può esistere un numero indefinito di distribuzioni dei flussi che soddisfino la conservazione della massa, esiste un'unica distribuzione che soddisfi contemporaneamente anche la conservazione dell'energia in ogni maglia della rete [67].

Pertanto, applicando il principio di conservazione dell'energia e della massa nei nodi e nei rami della rete, si ottengono le portate e le pressioni nei punti rilevanti della rete nelle condizioni operative standard.

In presenza di guasti nella rete si osservano variazioni della pressione di fornitura, con possibilità che si verifichino disservizi estesi o localizzati che pregiudicano il livello di qualità del servizio. Quando si verifica un guasto nella rete, infatti, le cadute di pressione in alcuni nodi diventano probabili. Di conseguenza, se la domanda viene mantenuta costante, i nodi la cui pressione è al di sotto di una soglia minima (i.e. 15 mbar) possono essere considerati fuori servizio poiché, a causa dell'assetto modificato della rete, non è possibile fornire in modo sicuro la portata richiesta dalle utenze che insistono su quei nodi. In questa condizione, non è garantita l'efficacia del servizio di distribuzione, la qualità del servizio si allontanerà dal livello di riferimento e dovranno essere prontamente definite e adottate adeguate strategie di ripristino.

1.5 Metodologia analisi di resilienza

Nel primo dei due casi di studio presentati in questo capitolo è stata condotta una valutazione della resilienza di una rete di distribuzione del GN, seguendo una metodologia che, utilizzando il framework descritto nel paragrafo precedente, consente di: a) valutare il comportamento e la fragilità della rete in differenti scenari di guasto e in differenti assetti (e.g. estate/inverno, giorno/notte); b) identificare le aree critiche maggiormente interessate da disservizi sugli utenti finali (e.g. sovrappressioni o cadute di pressione, riduzioni del flusso di gas o interruzioni dello stesso) o pericolo per gli abitanti del centro urbano servito dalla rete; c) valutare le strategie di ripristino a seguito dell'evento di guasto che possano minimizzare le inefficienze (necessario per l'elaborazione di piani di intervento per garantire un servizio più sicuro e più efficiente); d) valutare l'effetto di interventi strutturali sulla rete che possano ridurre il rischio di incidenti e incrementare la resilienza della rete (e.g. introdurre delle ridondanze nei componenti, aumentare la magliatura della rete, introdurre delle valvole di intercettazione che consentano una maggiore segmentazione della rete). In Figura 2 è riportata una schematizzazione della metodologia proposta [68].

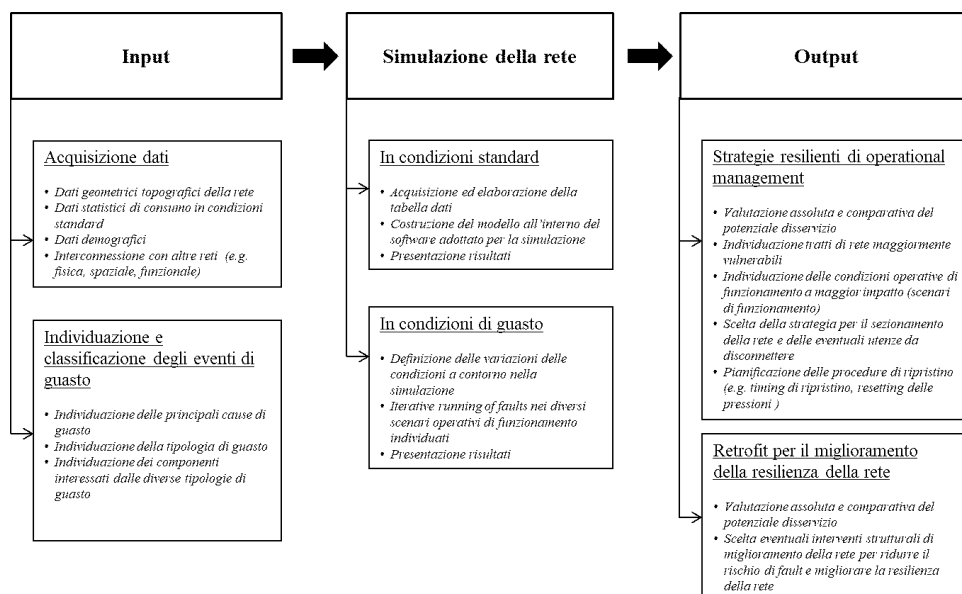


Figura 2 - Rappresentazione schematica della metodologia implementata

La possibilità di testare gli effetti provocati dalla messa fuori servizio di un componente può essere utilizzata anche per effettuare delle valutazioni in fase di schedulazione di un intervento di manutenzione che richieda la temporanea esclusione di un componente dalla rete (i.e. dispositivo di regolazione della pressione). Infatti, realizzando delle simulazioni che mostrino la risposta della rete al variare della domanda oraria nell'arco di una giornata, è possibile determinare la finestra temporale per realizzare un intervento di manutenzione riducendo al minimo, in termini di magnitudo e di durata, il disservizio provocato.

Un elemento essenziale della metodologia di valutazione della resilienza proposta è la classificazione dei fault e dei relativi potenziali impatti che si verificano nelle reti di distribuzione di GN e/o nelle reti interconnesse. In tabella 1 vengono riportate a titolo esemplificativo e non esaustivo le principali cause di guasto e i relativi impatti, divisi per tipologia (ad es. guasti da interazioni con altre reti, guasti intrinseci della rete di distribuzione, eventi naturali e danni di terzi). Questi eventi sono stati classificati e raccolti sulla base dell'esperienza del gestore della rete gas di Salerno (oggetto del caso di studio), ma possono essere modificati e caratterizzati dal singolo gestore della rete.

Tabella 1 – Classificazione dei possibili guasti in una rete di distribuzione del GN

Tipologia	Guasti	Impatto sulla rete di distribuzione
Ripercussioni a seguito di guasti a reti interconnesse	Technical failure	Interruzione del servizio
	- Avaria rete Trasporto NG	Irregolarità della fornitura
	- Blackout elettrico	
	- Avaria rete Teleriscaldamento	
Guasti alla rete di distribuzione	- Avaria rete ICT	
	Guasti alle condotte	Pressione ridotta
	- Difetti e Cricche	Pressione eccessiva
	- Corrosione esterna	Irregolarità della fornitura
	- Corrosione interna	Perdite gas
	- Tensocorrosione	Produzione di monossido di carbonio
	Guasti a sistemi e componenti	Incendio
	- Avarie valvole e gruppi riduzione	Esplosione
	- Avarie dispositivi di controllo e scarico	Interruzione del servizio
	- Avarie filtri	

	- Avaria sistema odorizzazione	
	- Avarie centro di controllo ICT	
	Errori nelle procedure	
	- procedure operative/manutenzione	
	- errore umano	
Eventi naturali	Eventi naturali estremi	Incendio
	- Eventi idrogeologici (frane, terremoti, erosione, ...)	Esplosione
		Interruzione del servizio
	- Condizioni meteorologiche estreme (inondazioni, uragani, fulmini, ...)	
Danneggiamenti provocati da terzi	Eventi accidentali	Incendio
	- sovraccarico	Esplosione
	- incidenti (incendi, esplosioni)	Interruzione del servizio
	- Danneggiamenti per lavori	
	Eventi dolosi	
	- Attacchi mirati/sabotaggi	
	- Attacchi cibernetici	

Questa analisi consente al gestore della rete di svincolarsi parzialmente dalle esperienze dei singoli tecnici e fare di tale esperienza un punto di forza collettivo dell'organizzazione. Per ciascun evento, l'organizzazione potrebbe inoltre riportare statistiche di accadimento, analisi di comportamenti errati, analisi degli impatti, tempi medi di ripristino, ecc. Tali elementi consentirebbero al gestore di formare nuovi tecnici ed elaborare strategie di gestione mantenendo una maggiore memoria storica delle specificità e criticità della rete.

1.5.1 Caso di studio 1 - applicazione della metodologia di analisi della resilienza ad una rete di distribuzione reale

Il caso di studio analizzato è rappresentato da una rete di distribuzione urbana che alimenta una città situata nel sud Italia che si estende su una superficie di circa 57 km² e conta circa 50.000 abitanti. La rete, costituita da circa 200 km di condotte, è alimentata da due punti di riconsegna (cabine REMI) in cui il gas, proveniente dalla rete di trasporto ad alta pressione, viene misurato, odorizzato e laminato fino alla pressione di 5 bar, caratteristica della porzione di rete di distribuzione (circa il 42% in lunghezza) esercita in media pressione. Un'ulteriore riduzione della pressione, nel passaggio dalla rete di media pressione alla rete di bassa pressione, (che rappresenta il restante 58% in lunghezza della rete) è successivamente garantita da 31 gruppi di riduzione finali (GRF). I punti di riconsegna alimentati dalla rete sono 17.096 allacciati ai 9372 nodi (di cui 8195 in bassa pressione ed il resto in media) che costituiscono il modello della rete all'interno del software.

Nei punti di riconsegna della rete sono comprese 76 utenze dotate di smart meter, quindi, per le quali è possibile ricostruire un diagramma orario dei consumi reale a partire dal dato teleletto. Queste utenze, pur rappresentando una percentuale esigua sul totale dei punti di riconsegna, rappresenta circa il 50% in volume dei consumi della rete dal momento che per la maggior parte dei casi sono rappresentate da utenti tecnologici particolarmente energivori. Nel dettaglio, 48 di questi utenti sono piccolo e medi stabilimenti industriali mentre i rimanenti 28 sono uffici pubblici e condomini dotati di riscaldamento centralizzato.

In Figura 3 è riportata la planimetria della rete oggetto di studio, mentre in Tabella 2 sono riassunte le caratteristiche appena elencate.



Figura 3 - Rete di distribuzione del gas naturale della città di Battipaglia

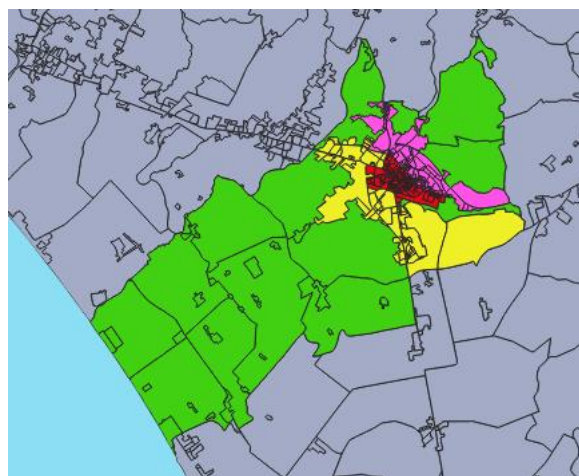
Tabella 2 - Caratteristiche della rete

Lunghezza rete in bassa pressione, km	110
Lunghezza rete in media pressione, km	80
Numero di GRF	31
Numero di City Gates	2
Numero di PDR (totale)	17096
Numero di PDR uso residenziale	17048
Numero di PDR uso industriale	48
Numero di abitanti	50464
Numero di uffici pubblici/condomini dotati di uno smart meter	28

Per realizzare questo studio sono stati utilizzati quattro dataset: i) Il database contenente le caratteristiche geometriche della rete (i.e. diametri e lunghezze di ogni segmento di condotta, posizione reciproca dei diversi componenti della rete); ii) i volumi orari immessi all'interno della rete misurati presso i due city gate che alimentano la città; iii) i volumi orari prelevati dagli utenti dotati di smart meter; iv) il database relativo al quindicesimo censimento condotto dall'ISTAT nel 2011, contenente i dati demografici della città alimentata dalla rete.

La rete di distribuzione oggetto di studio è stata interamente rappresentata in ambiente GIS, digitalizzando e definendo le informazioni di tutti gli elementi fisici propri del sistema. Tali dati sono stati importati nel software di simulazione PSS-SINCAL.

Allo scopo di definire il profilo orario di domanda necessario come dato di input per la simulazione, sono state considerate 24 ore consecutive di una giornata invernale. Inoltre, con l'obiettivo di valutare gli effetti di un guasto sulla rete in termini di cittadini non raggiunti dal servizio di distribuzione, ad ognuno dei punti di riconsegna della rete, sulla base della loro localizzazione geografica all'interno dell'area urbana, è stato associato attraverso il software open source QGIS, un numero medio di cittadini residenti. Questo è stato possibile utilizzando i dati del quindicesimo censimento demografico condotto dall'ISTAT che rende disponibile questo dato per aree sub municipali. Poiché l'ISTAT, collaborando con le singole municipalità identifica delle porzioni di territorio caratterizzate da caratteristiche demografiche e sociali omogenee, è stata ritenuta valida l'ipotesi di popolazione omogeneamente distribuita all'interno delle aree suburbane. Inoltre, in questo studio, non si è tenuto conto della variazione della posizione delle persone nel corso delle 24 ore. In Figura 4 sono rappresentate le aree sub urbane con il rispettivo numero di abitanti.



Numero totale di residenti





	3360
	16819
	15140
	15145

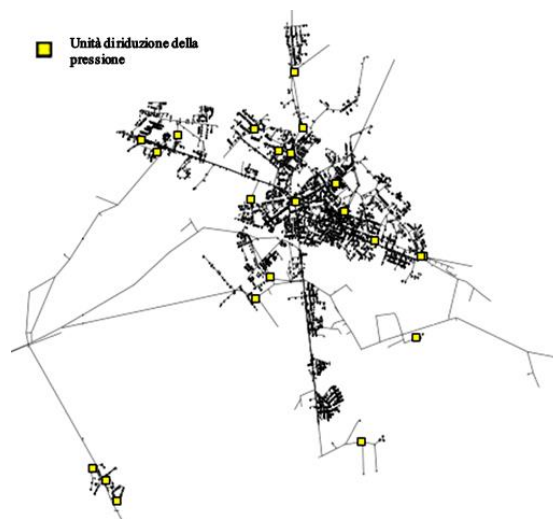
Figura 4 – Distribuzione dei cittadini all'interno dell'area urbana

1.5.2 Discussione risultati

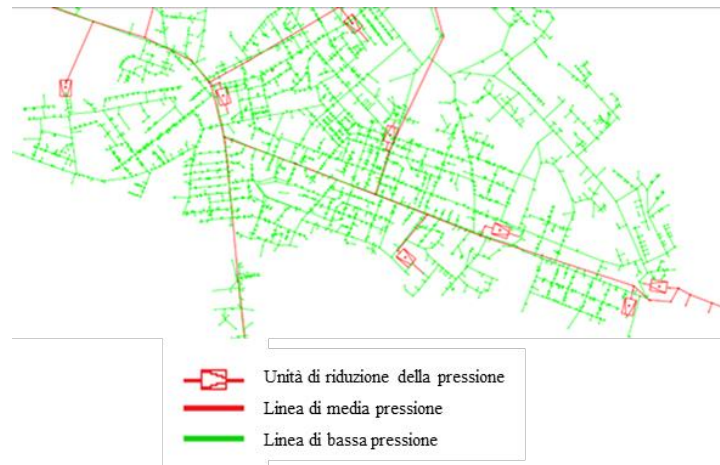
In questo paragrafo sono presentati e discussi i risultati del framework di simulazione proposto. In particolare, si riportano i risultati relativi alla risposta della rete in presenza di un generico evento di guasto (i.e. fuori servizio di un gruppo di riduzione) in regime di funzionamento invernale (potenzialmente gravoso in termini di richiesta di gas) e per una durata di 24 ore.

I differenti scenari di simulazione sono stati ottenuti considerando 21 GRF ritenuti significativi in funzione della loro posizione all'interno della rete (Figura 5). Questi sono stati messi fuori servizio, uno per volta, ricalcolando per ognuna delle 24 ore la redistribuzione delle pressioni al variare della domanda di gas. Questo processo è stato automatizzato attraverso uno script Java in grado di interagire con il sistema di immagazzinamento dati del Sincal e di porre fuori servizio un GRF per volta, ricalcolando la distribuzione delle pressioni su tutti i nodi della rete al raggiungimento del nuovo stato di equilibrio stazionario.

Sono stati esclusi i GRF collocati in aree periferiche della rete, in quanto considerati triviali poiché la loro chiusura avrebbe comportato l'esclusione dal servizio di un numero di cittadini noto a priori e indipendente dalle condizioni a contorno (i.e. consumi orari).



a)



b)

Figura 5 – a) Impianti di riduzione della pressione all'interno della rete, b) dettaglio dell'area centrale (maggiormente magliata) della rete di distribuzione

In figura 6 è riportato l'andamento della pressione media, minima e massima all'utenza al variare della domanda di gas in condizioni di funzionamento standard. Da questa si evince chiaramente come al crescere dei volumi prelevati dalla rete, la pressione media (minima) sia normalmente compresa tra 1.025 (1.0245) bar e 1.023 (1,022) bar. Inoltre sia la pressione media che la minima tendono a decrescere in corrispondenza delle ore di assorbimento massimo (ore di funzionamento serali) in cui i consumi associati al riscaldamento domestico diventano più rilevanti e possono dar luogo alle maggiori criticità.

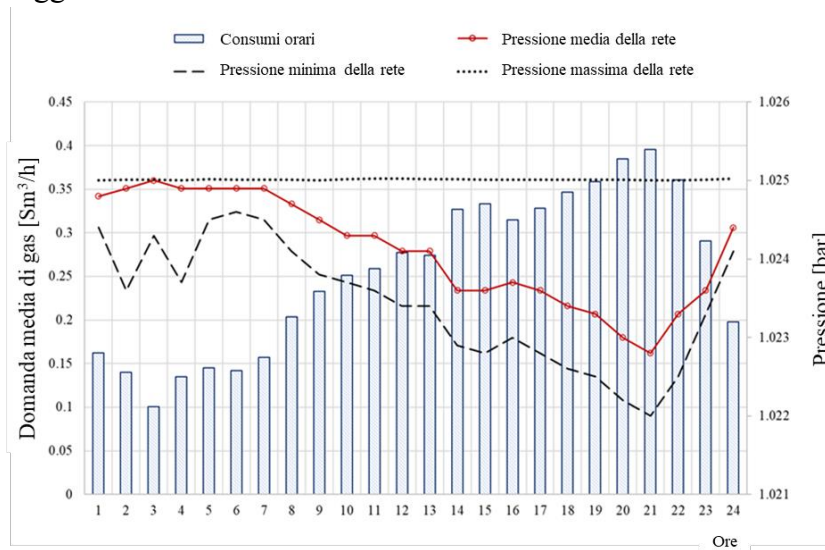


Figura 6 – Andamento orario della pressione e delle portate nelle condizioni standard

In figura 7 è riportato l'andamento della pressione media all'utenza nelle 24 ore a seguito del guasto simulato su ciascuno dei gruppi di riduzione finali, calcolata a partire dalla distribuzione delle pressioni nodali. Dal grafico si osserva che nei diversi scenari, la pressione media varia in un range dai 1.0228 ai 1.0250 mbar. Nella quasi totalità degli scenari, la dispersione è più contenuta nelle prime ore del giorno (caratterizzate da una domanda oraria di gas più contenuta), mentre aumenta all'aumentare della richiesta della rete. In generale, la pressione media oraria registra un abbassamento per tutti gli scenari analizzati, in particolare le condizioni di funzionamento più gravose si registrano in corrispondenza dello scenario 9468. Quanto osservato in termini di pressione media è sintomo di un abbassamento di pressione localizzato, che riguarda le aree direttamente a valle degli impianti di riduzione interessati dal guasto.

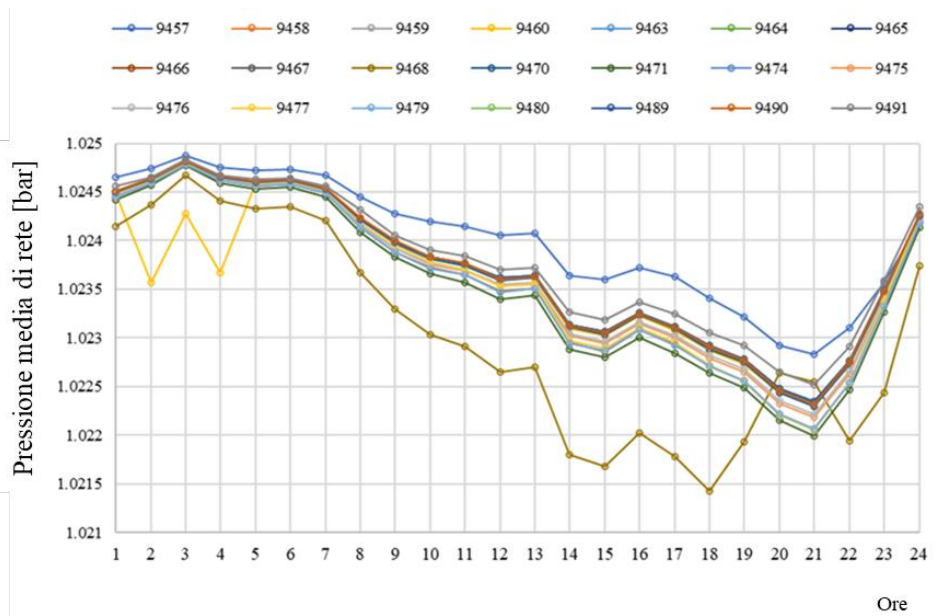


Figura 7 – Andamento delle pressioni medie nei 21 scenari di guasto

In particolare, quando, a seguito del guasto simulato, la caduta di pressione registrata sui nodi della rete è tale da non garantire un valore al di sopra di una soglia minima i punti di riconsegna allacciati ai suddetti nodi vengono ritenuti fuori servizio. A titolo di esempio nel diagramma in Fig. 8 viene riportato il numero di nodi disserviti (i.e. con pressione inferiore al valore soglia rispettivamente pari a 15, 10 e 5 mbar) per lo scenario di guasto più gravoso (id. 9468).

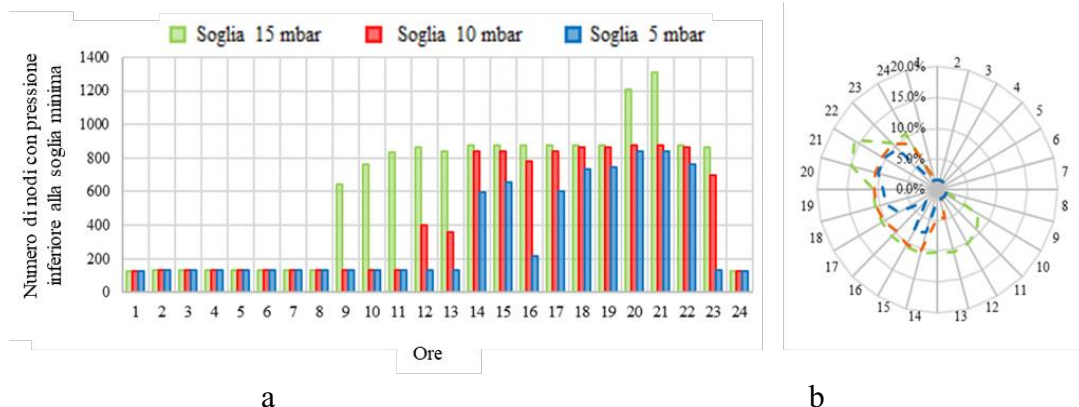


Figura 8 - Scenario id. 9468: a) numero di nodi disserviti, b) percentuale di nodi disserviti rispetto al totale dei nodi in bassa pressione

Particolarmente interessante risulta il caso del valore di soglia pari a 15 mbar, ovvero il valore tipicamente adottato dalle aziende di distribuzione per ritenere soddisfatta la domanda di gas al nodo. In questo caso, si osserva che il numero di nodi disserviti varia da un valore minimo di 130 (i.e. 1,6% dei nodi della rete), ad un massimo di 1300 nodi (i.e. 16% dei nodi della rete) in corrispondenza del picco della domanda di gas alle ore 21. Naturalmente, a causa della dipendenza della pressione dai volumi prelevati dalla rete, le ore di maggiore richiesta risultano anche quelle maggiormente critiche per quanto riguarda il livello di disservizio osservato a seguito del guasto ad un impianto di riduzione. Pertanto, la conoscenza pregressa e puntuale dell'evoluzione temporale del guasto sulla rete consente al gestore di garantire il servizio di distribuzione del gas naturale anche nella fase di gestione delle emergenze a seguito di guasti improvvisi dei dispositivi per la regolazione della pressione. La compagnia incaricata della gestione della rete, potrà inoltre programmare un intervento di manutenzione che comporta la temporanea chiusura di un dispositivo scegliendo una fascia oraria tale da garantire il minimo livello di disservizio possibile, limitando le interruzioni del servizio. I risultati ottenuti con la soglia di 15 mbar sono riassunti in Figura 9.

In particolare, questo grafico consente di identificare lo scenario che presenta le maggiori criticità (e.g. 9468) e, di conseguenza, di ottenere informazioni utili per la pianificazione di interventi strutturali sulla rete allo scopo di incrementarne la resilienza. La dispersione del numero di nodi fuori servizio nei diversi scenari simulati è dovuta sia alla posizione dell'impianto di riduzione sia alle portate simulate. Le aree della rete maggiormente magliate risentono, infatti, meno della chiusura di un impianto di riduzione della pressione (e.g. scenario 9457).

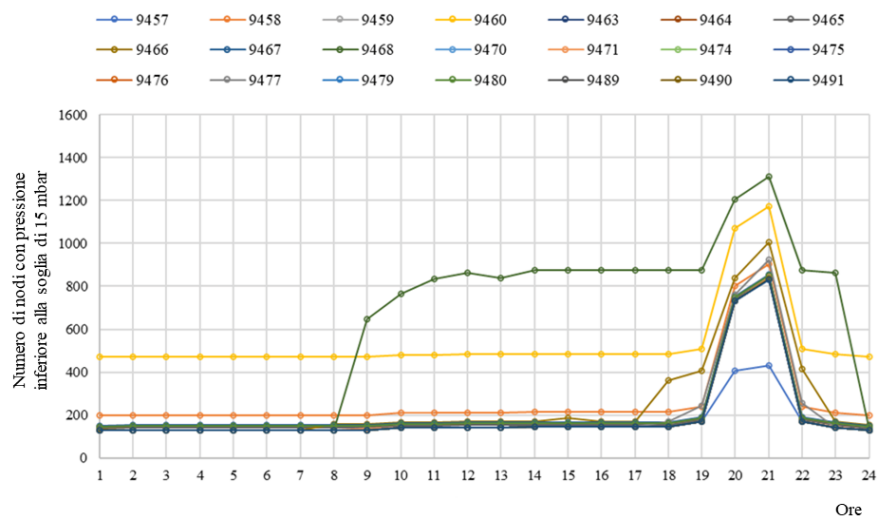


Figura 9 – Numero dei nodi fuori servizio nei diversi scenari

Al fine di comprendere meglio il peso sociale degli effetti di guasto nella rete, è stato stimato anche il numero di cittadini non serviti nei diversi scenari. In Figura 10 sono riportati, per ogni ora di funzionamento, il corrispondente numero di cittadini non serviti per lo scenario di guasto più critico (i.e. id. 9648).

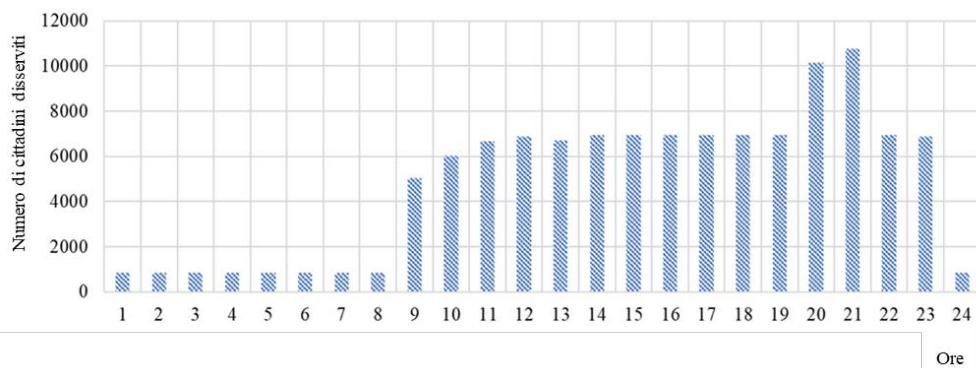


Figura 10 – Andamento orario dei cittadini esclusi dal servizio nello scenario 9648

Si osserva che, in corrispondenza dell'aumento della domanda (i.e. le otto e le nove del mattino), si registra un fuori servizio esteso a circa 5000 cittadini (circa il 10% del totale). In assenza di interventi di ripristino, il numero aumenta fino ad un massimo di 10750 cittadini disserviti (i.e. il 21% del totale) tra le 20 e le 21. In assenza di interventi di ripristino, solo dopo le 23 la percentuale di cittadini disserviti sarà inferiore al 2%.

Nello scenario simulato, pertanto, il gestore della rete ha il compito di intervenire tempestivamente per ripristinare il corretto funzionamento del sistema in avaria.

Qualora l'intervento richiedesse tempi eccessivi, considerando il numero di utenti e cittadini coinvolti, sarà necessario limitare il disservizio riducendo la domanda di gas da parte degli utenti. È noto, infatti, che la pressione della rete dipende fortemente dalla domanda di gas, ovvero dai volumi riconsegnati agli utenti finali. A tal fine sono investigati diversi scenari di riduzione della domanda di gas: i) 10% (scenario#1); ii) 15%(scenario#2), iii) 20% (scenario#3); iv) 25% (scenario#4); v) 30% (scenario#5); vi) 35% (scenario#6); vii) 40% (scenario#7).

In figura 11 sono riportati i risultati in termini di nodi disserviti, per ogni ora, nei diversi scenari di riduzione della domanda adottati. Si riscontra che, riducendo gradualmente i volumi erogati nelle diverse ore della giornata, il disservizio nelle ore serali critiche, in cui ripristino totale richiederebbe una riduzione dei consumi superiore al 40%, viene di fatto contenuto. In particolare, una riduzione del 10% della domanda consente di annullare il disservizio fino alle ore 10.

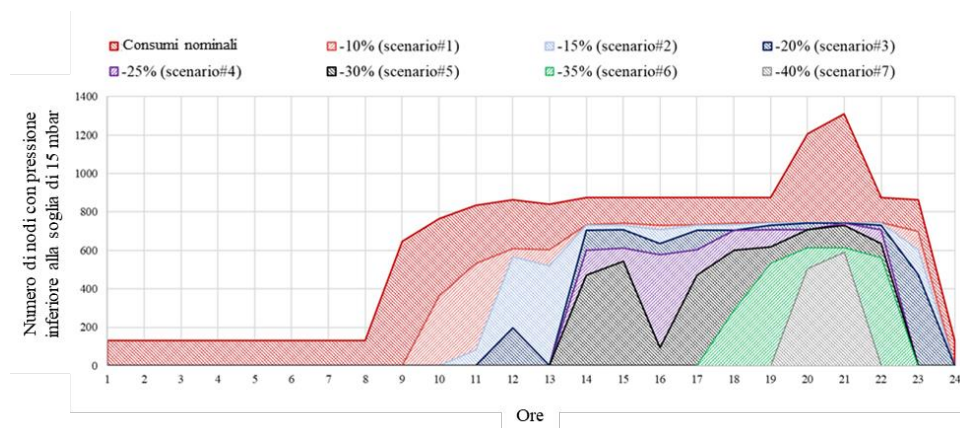


Figura 11 – Impatto della strategia di recovery

Nel caso di studio oggetto di questo paragrafo, è stato ipotizzato di intervenire sui consumi della rete in modo omogeneamente distribuito su tutti gli utenti. Questa è una pratica adottata nelle situazioni di emergenza dalle compagnie di distribuzione del gas per ridurre i consumi e ripristinare la pressione della rete.

Il fatto che in determinate ore della giornata non si osservino variazioni del livello di disservizio a seguito della riduzione dei consumi (i.e. in corrispondenza delle ore 13 nel passaggio da una riduzione del 10 al 15% dei consumi) può essere attribuita alla presenza di utenze molto energivore direttamente a valle del riduttore interessato dal guasto. In tal caso, una riduzione omogenea dei consumi può essere inizialmente poco efficace in quanto la caduta di pressione può essere principalmente imputabile a pochi utenti specifici.

D'altro canto la riduzione dei consumi può essere programmata tenendo conto della destinazione d'uso dell'utenza, intervenendo in modo selettivo e garantendo il servizio alle utenze che richiedono maggior tutela (e.g. ospedali, case di cura). Il gestore della rete potrebbe quindi selettivamente individuare le utenze la cui chiusura comporterebbe minori disagi e pianificare la riparazione del guasto o definire soluzioni alternative per soddisfare il picco di domanda. A tale scopo, la maggiore diffusione degli smart meters (che in Italia dispongono obbligatoriamente di una elettrovalvola comandabile da remoto) consentirà di identificare gli utenti interrompibili maggiormente energivori per contenere la domanda istantanea di gas (limitando il livello di disservizio agli altri utenti).

1.6 Metodologia analisi del rischio

Nel secondo caso di studio presentato in questo capitolo, è stata condotta una valutazione del rischio sociale ed economico associato al potenziale disservizio provocato da un guasto ad una condotta di distribuzione del gas naturale. Per fare ciò è stata messa a punto una metodologia che, utilizzando il framework descritto nel paragrafo 1.4, consente di: a) determinare le conseguenze dell'interruzione di un tratto di condotta sul servizio in differenti scenari di guasto e in differenti assetti (e.g. estate/inverno, giorno/notte); b) quantificare il numero di cittadini non raggiunti dal servizio in caso di interruzione di un tratto di condotta, differenziando tra utenti residenziali e utenti commerciali/industriali; c) stimare una frequenza di rottura attesa per ognuno dei segmenti che costituiscono la rete e determinare il rischio economico e sociale associato ad un evento di guasto che interessi questo componente.

Un'analisi del rischio può essere essenzialmente schematizzata come segue (vedi Figura 12):

- descrizione del sistema e identificazione dei possibili scenari di rischio;
- valutazione delle frequenze di accadimento degli eventi che determinano i suddetti scenari;
- valutazione delle conseguenze;
- stima del rischio.

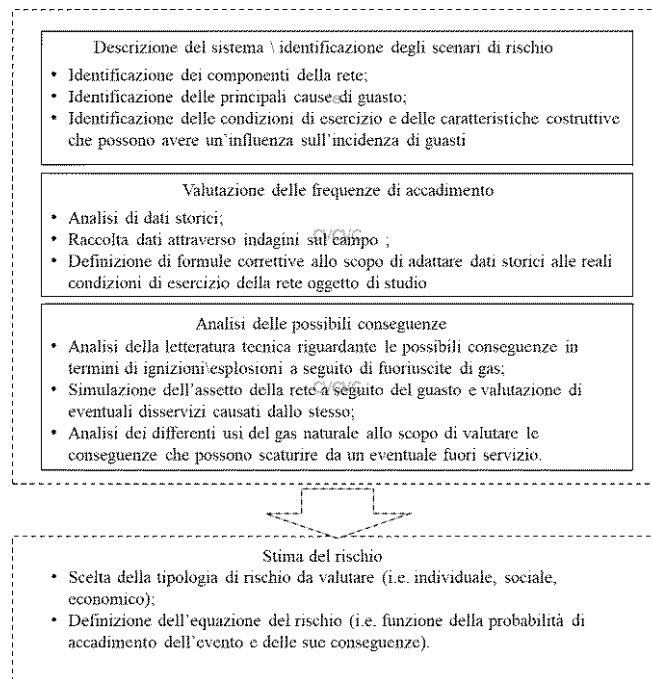


Figura 12– Rappresentazione schematica dell'analisi del rischio associato ad una rete di distribuzione del gas naturale

1.6.1 Descrizione del sistema e identificazione dei possibili scenari di rischio

Come già descritto in precedenza, la fase della distribuzione si colloca, all'interno della filiera del gas naturale nella fase finale, a valle dei city gate al confine con la rete di trasporto ad alta pressione e ha il ruolo di alimentare gli utenti disseminati all'interno dei centri urbani.

In corrispondenza dei punti di riconsegna delle reti di distribuzione sono installati i misuratori che rappresentano il punto in cui il gas naturale viene consegnato agli utenti del servizio, ovvero piccoli o grandi utenti residenziali (i.e. singole utenze ad uso civile domestico, utenze condominiali), utenti commerciali o utenti tecnologici (i.e. utenti che utilizzano il gas naturale all'interno di un processo produttivo). In funzione della tipologia di rischio è possibile identificare diversi scenari di interesse per le reti di

distribuzione. Si parla di rischio individuale e rischio sociale quando si prende in considerazione la possibilità di conseguenze per la salute delle persone a seguito degli incidenti. In particolare, il rischio individuale viene definito come la probabilità che un individuo medio privo di protezioni, permanentemente associato ad una determinata area, resti ferito o ucciso a causa di un incidente derivante da un'attività a rischio, mentre il rischio sociale è definito come la relazione tra la frequenza e il numero di persone danneggiate da un potenziale incidente [45]. Con particolare riferimento alla metodologia proposta in questo paragrafo, il rischio sociale è stato associato alla mancata erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale, infatti, essendo questo un bene primario, l'impossibilità di garantire il soddisfacimento della domanda può determinare conseguenze sociali rilevanti.

Il rischio sociale viene solitamente rappresentato in termini di curve F-N, che riportano in ordinata la frequenza attesa F che un determinato incidente si verifichi coinvolgendo un numero N persone. Il rischio economico, di contro, si focalizza sulle conseguenze economiche che un evento di guasto può determinare provocando interruzioni del servizio. Nella rete di distribuzione, infatti, il gas naturale viene utilizzato da attività commerciali o industriali per le quali l'interruzione del servizio può determinare un mancato guadagno (i.e. impossibilità di garantire un servizio o impossibilità di garantire livelli di produzione).

Uno degli strumenti più utilizzati per condurre un'analisi degli scenari di rischio è la event tree analysis (ETA). Si tratta di un metodo induttivo che permette di rappresentare graficamente tutte le possibili conseguenze derivanti da un evento accidentale. L'ETA può essere utilizzata per identificare i potenziali scenari a seguito del verificarsi di un guasto in un sistema complesso. In Figura 13 è riportato un esempio di ETA che fa riferimento a dei possibili guasti che interessino una rete di distribuzione, per la quale il numero di componenti si riduce alle condotte, ai dispositivi di regolazione della pressione e alle valvole di chiusura presenti nei misuratori installati in corrispondenza degli utenti finali del servizio.

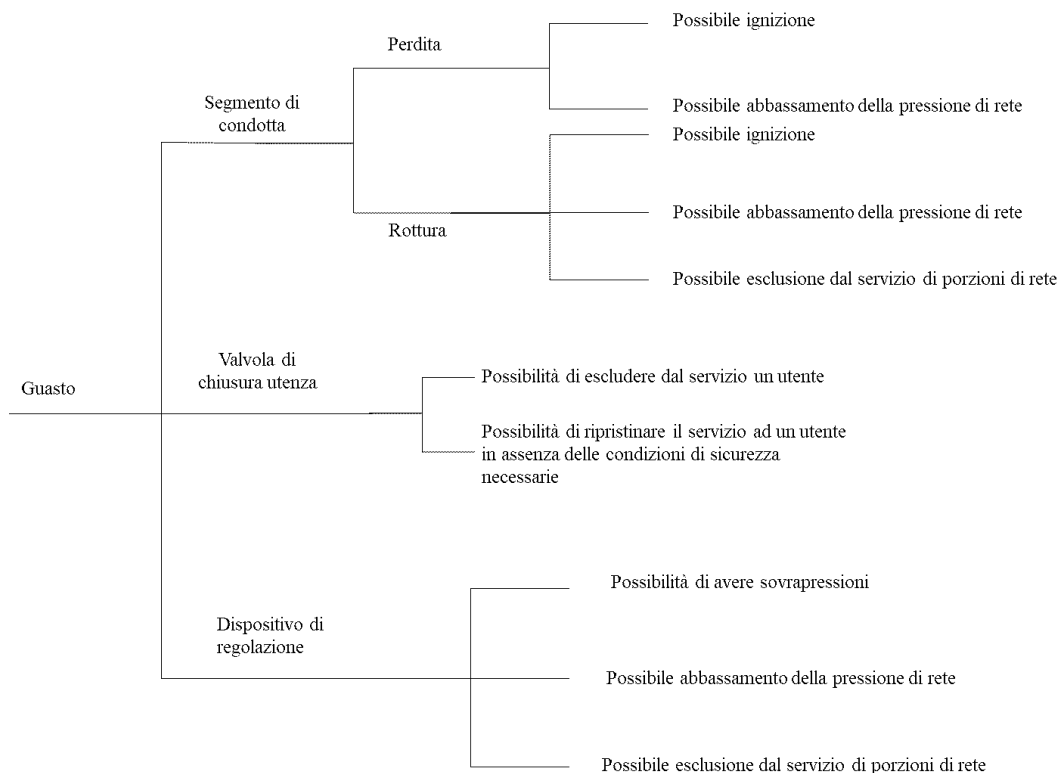


Figura 13 – Event tree relativo a un guasto in una rete di distribuzione

1.6.2 Valutazione frequenze di accadimento

Per l'analisi del rischio è necessario associare le frequenze di accadimento agli eventi che determinano gli scenari di guasto. Questa operazione può essere condotta sfruttando l'analisi di dati storici [8,31,44] o, in alternativa ove disponibili, di dati raccolti direttamente dall'azienda di distribuzione incaricata della gestione della rete. La stima delle frequenze di accadimento realizzata attraverso i dati storici può richiedere l'introduzione, quando ritenuto necessario, di opportuni fattori correttivi che consentano di tenere conto delle possibili differenze nelle caratteristiche costruttive delle reti (i.e. materiali delle condotte, diametri, tipologia di giunti, età), nonché delle differenti condizioni di esercizio (i.e. pressioni di esercizio) [45]. La frequenza totale

di guasto può essere espressa come somma delle frequenze delle diverse tipologie di guasto (e.g. foratura della condotta, tranciamento della condotta) attraverso l'Eq.6:

$$\varphi = \sum_i \varphi_{i,k} K_k(a_1, a_2, a_3, \dots) \quad (6)$$

Dove:

- φ è la frequenza di guasto totale attesa associata alla causa k $\left[\frac{1}{\text{year km}} \right]$;
- i è un indice che tiene conto delle diverse entità di guasto che possono insorgere (e.g. foratura della condotta, tranciamento della condotta)
- $\varphi_{i,k}$ è la frequenza base di accadimento di un evento di guasto della tipologia i, relativa alla causa k $\left[\frac{1}{\text{year km}} \right]$;
- K_k è il fattore correttivo associato alla causa k (e.g. profondità di interrimento, pressione di esercizio, tipo di suolo);
- a_1 sono fattori che influenzano il fattore correttivo associato alla causa di guasto k;

Allo scopo di definire delle frequenze di rottura, nel presente lavoro sono stati utilizzati i dati raccolti nel 10th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group [33] prendendo esclusivamente i dati relativi al decennio 2007-2016, ritenuto più significativo in quanto le misure adottate in materia di sicurezza negli ultimi anni hanno determinato una significativa riduzione degli incidenti associati al trasporto del gas naturale. Nonostante i suddetti dati facciano riferimento al settore del trasporto di gas naturale d'Europa (i.e. reti di condotte onshore esercite in alta pressione $P_{\min}=15$ bar), per gli scopi del presente lavoro le informazioni ricavate dall'indagine condotta dall'EGIG risultano significative anche se applicate alle reti di distribuzione urbana. La sola causa di rottura considerata è infatti quella associata all'attività svolta da terzi (i.e. operazioni di scavo) per la quale è stato valutato un fattore correttivo K_{DC} funzione della profondità di interrimento della condotta. Tale scelta trova giustificazione nel fatto che i guasti imputabili alle operazioni di scavo, infatti, sono più frequenti nelle condotte di piccolo diametro presenti nelle aree a maggiore urbanizzazione [33].

Inoltre, poiché l'oggetto di questo lavoro è la valutazione del rischio di interruzione del servizio a seguito di un evento di guasto che coinvolga un segmento di condotta,

non sono state considerate diverse entità di guasto in quanto, a prescindere dall'entità del danno riscontrato sulla condotta, a seguito dell'episodio di guasto, il segmento interessato necessita di essere chiuso per ragioni di sicurezza.

La frequenza di rottura base può essere quindi espressa in funzione del diametro della condotta a partire dai dati riportati in Tabella 3.

Tabella 3– Frequenze di rottura rispetto alle classi di diametro per un'esposizione di 1000 km anno

Frequenza di rottura per 1000 km anno						
Diametro [mm]	dm [mm]	Sconosciuto	Pinhole/crack	Foratura	Rottura	Totale
0 -120	60	0.0068	0.0779	0.1200	0.1489	0.3537
120 - 280	200	0	0.0204	0.0623	0.0742	0.1569
280 - 430	355	0	0.0086	0.0223	0	0.0310

Poiché i dati sono disponibili per classi di diametro, è stato calcolato un diametro medio per ognuna delle classi ed è stato adottato questo valore per ricavare, attraverso una regressione lineare una funzione matematica che, dato il diametro della condotta, consenta di ricavare una frequenza di rottura base (vedi Figura 14).

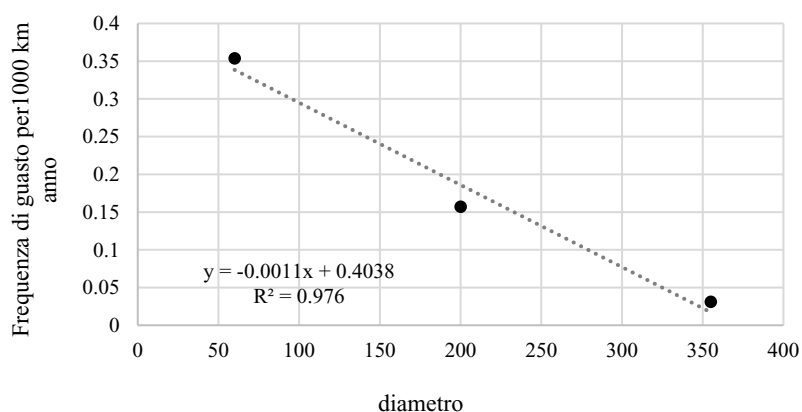


Figura 14– Andamento della frequenza di rottura rispetto al diametro della condotta

Dalla regressione lineare si ottiene la frequenza base di accadimento di un guasto in funzione del diametro della condotta espressa dall'Eq.7

$$\varphi_{i,k} = -0.0011d + 0.4038 \quad (7)$$

Dove d è il diametro della condotta per la quale viene calcolata la frequenza di accadimento di un evento di guasto. Il fattore che maggiormente influenza la frequenza di guasti attribuibili a interferenze esterne, è la profondità alla quale il tubo viene interrato [69]. Per questo motivo è stato calcolato un coefficiente correttivo che tenga conto della variabilità di questo fattore. In Figura 15 è riportata la frequenza di rottura associata a interferenze esterne al variare della profondità di interramento [33].

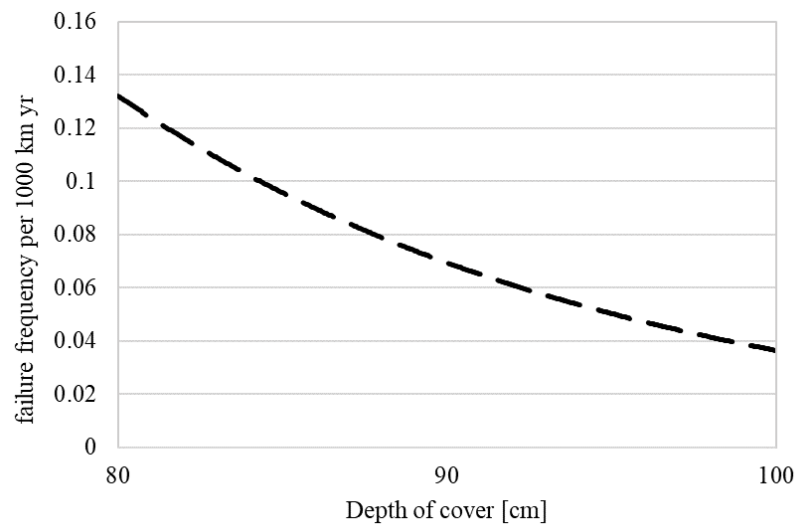


Figura 15 - Frequenza di rottura associata a interferenze esterne al variare della profondità di interramento [33]

Il rapporto EGIG rende disponibile il dato relativo ai chilometri di condotta per profondità di posa per ognuno degli anni nel periodo 2007-2016. Attraverso questa informazione è stata valutato il fattore correttivo K_{DC} che indica il peso di una data classe di profondità di interramento sulla frequenza totale di fault [equazione.8]

$$K_{DC} = \frac{\varphi_{DC}}{\varphi_{third_part}} \quad (8)$$

Dove:

- φ_{DC} è la frequenza di fault dovuta alle interferenze esterne per una data classe di profondità di interramento $\left[\frac{1}{\text{year km}}\right]$;
- φ_{third_part} è la frequenza totale di fault dovuta alle interferenze esterne $\left[\frac{1}{\text{year km}}\right]$.

I risultati dell'applicazione dell'Eq.8 per tre classi di profondità di interramento, sono riportati in tabella 4.

Tabella 4– Coefficienti correttivi in funzione della profondità di interramento

Profondità di interramento [cm]	Coefficiente correttivo $[K_{DC}]$
$cd < 80$	3.42
$80 < cd < 100$	0.88
$cd > 100$	1.19

1.6.3 Valutazione delle conseguenze

Le conseguenze degli incidenti che interessano le reti gas possono classificarsi secondo due categorie: i) conseguenze per la salute delle persone; ii) conseguenze sul livello di servizio dal quale possono scaturire disagi per gli utenti o perdite economiche.

L'analisi delle conseguenze per la salute delle persone richiede la modellazione del rilascio di gas che scaturisce dal guasto (e.g. frattura di un segmento di condotta o guasto di dispositivo di regolazione [70,71]). La valutazione degli effetti potenziali in termini di tossicità e possibilità di ignizione, oltre a dipendere dall'entità del guasto, è funzione del tipo di sostanza trasportata all'interno delle condotte, delle quantità rilasciate, nonché dell'ambiente circostante all'area di rilascio (i.e. condizioni di temperatura e pressione, possibilità che il gas resti confinato a causa della

conformazione del suolo o dell'ambiente urbano circostante). In questo lavoro, tenendo anche conto del fatto che la filiera del gas naturale è caratterizzata dal più basso tasso di mortalità a seguito di incidenti rispetto a qualsiasi altra fonte fossile, e considerando che la stessa presenta le minori conseguenze per le persone a seguito di incidenti sopraggiunti [72], si è scelto di concentrare l'attenzione sulle conseguenze associate alla mancata erogazione di un servizio ritenuto di vitale importanza per il benessere delle persone che ne usufruiscono.

L'analisi delle conseguenze economiche si concentra invece sulla valutazione del potenziale disservizio che interessa utenti commerciali o industriali che utilizzano il gas naturale all'interno delle loro attività.

La valutazione del livello di servizio residuo a seguito di un guasto è stata condotta utilizzando il framework di simulazione descritto nel paragrafo 1.4 tenendo conto del fatto che, ad esempio, un guasto o una manomissione intenzionale che interessi un tratto di condotta, può determinare una caduta di pressione da cui può scaturire l'impossibilità di garantire il soddisfacimento della domanda di gas. Per quanto detto, anche in questo caso, i risultati discussi nel prosieguo sono stati ottenuti attraverso un approccio demand driven a seguito di una modellazione dei consumi degli utenti della rete.

Modificando i parametri del modello attraverso lo script Java, cui si è già fatto menzione nei precedenti paragrafi, è stato possibile cambiare sistematicamente lo stato di ogni singolo segmento di condotta chiudendolo e ricalcolando di volta in volta la distribuzione delle pressioni su tutti i nodi della rete al raggiungimento del nuovo stato di equilibrio stazionario.

Le conseguenze sociali ed economiche del mancato soddisfacimento della domanda di gas dipendono dall'utilizzo che l'utente fa del gas naturale, quindi, dal tipo di utente (residenziale, commerciale o industriale) e dal momento di accadimento (ora, giorno, stagione). Per alcuni utenti è presente una componente stagionale (i.e. riscaldamento domestico), mentre per altri utenti devono necessariamente essere fatte valutazioni specifiche (e.g. tipo di attività commerciale/industriale). Pertanto, per determinare le conseguenze di un guasto e definire un relativo indice di rischio, è opportuno suddividere gli utenti della rete in funzione dell'utilizzo del gas naturale. In tabella 5

è riportata, a titolo di esempio, una possibile classificazione delle utenze di una rete di distribuzione del gas naturale.

Tabella 5 – Classificazione delle utenze di una rete di distribuzione del gas naturale

Categoria	Descrizione
Utenze di pubblica utilità	Servizi di pubblica utilità quali scuole, strutture ospedaliere
Utenze residenziali	Utenti che utilizzano il gas per il riscaldamento degli ambienti domestici, per la produzione di acqua calda sanitaria e per uso cottura
Utenze industriali	Attività industriali (e.g. industria alimentare, industria sartoriale, stabilimenti di produzione)
Utenze commerciali	Attività commerciali di diversa natura che possono utilizzare il gas per il riscaldamento degli ambienti, per la produzione di acqua calda sanitaria (i.e. strutture alberghiere, attività legate alla cura della persona) e per uso cottura (i.e. attività di ristorazione)

L'interruzione del servizio può determinare conseguenze che hanno un impatto sociale o economico differente in funzione della tipologia di utente: i) gli utenti industriali possono incorrere in una mancata produzione cui corrisponde un danno economico; ii) per gli utenti commerciali, vista la molteplicità di attività (e.g. esercizi di ristorazione, esercizi di cura della persona, centri sportivi, uffici di varia natura) il mancato guadagno può essere stimato adottando come riferimento dati statistici inerenti al fatturato annuale medio per categoria [73]. Si può inoltre aggiungere che, poiché tipicamente gli utenti industriali sottoscrivono con le aziende di distribuzione contratti che sanciscono la non interrompibilità del servizio, un eventuale disservizio determinerebbe un danno economico anche per il gestore della rete non considerato nel caso di studio presentato nel seguito. Per le utenze residenziali e per quelle di pubblica utilità, l'interruzione del servizio non determina direttamente un mancato guadagno, ma disagi la cui rilevanza è funzione della stagione, del numero e della tipologia di utenti interessati. In figura 16 sono riportate in modo schematico le possibili conseguenze per le categorie di utenti precedentemente definite.

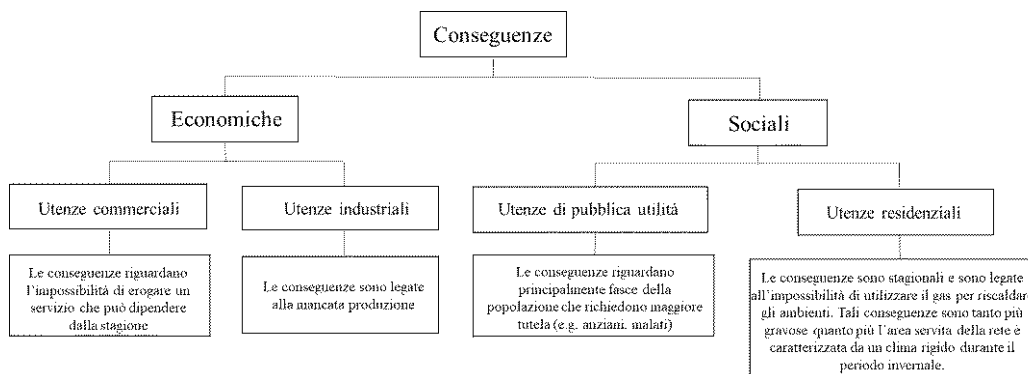


Figura 16– Schema delle possibili conseguenze economiche e sociali per le diverse categorie d’utenza

La gravità delle conseguenze per le utenze residenziali, di un disservizio provocato da un guasto, dipende fortemente anche dalla zona climatica in cui opera la rete. Uno degli usi principali del gas naturale in ambito residenziale è infatti quello associato al riscaldamento degli ambienti. In funzione delle condizioni climatiche quindi, un guasto che determini l’impossibilità di utilizzare il riscaldamento domestico può determinare conseguenze anche gravi per il benessere delle persone.

Infine, va sottolineato che a seguito della chiusura di un segmento di condotta, per ragioni di sicurezza è necessario che la valvola installata all’interno dei misuratori degli utenti non più raggiunti dal flusso di gas venga chiusa. La riapertura di questa valvola è un’operazione che richiede l’intervento di un operatore. Ciò, oltre a dilatare i tempi di ripristino del servizio, determina un dispendio di risorse per le compagnie che hanno in gestione il servizio di distribuzione.

1.6.4 Valutazione del rischio

L’analisi delle performance in termini di livello di servizio garantito, può essere condotta secondo due approcci: i) “*connectivity based*” ii) “*flow based*” [38]. Nel caso di un approccio “*connectivity based*”, a partire da uno schema della rete, attraverso la

teoria dei grafi, viene valutato il numero di nodi che risulta scollegato dal resto della rete nel momento in cui sopraggiunge un guasto. Nel metodo “*flow based*”, adottato in questo lavoro, viene invece simulato il reale comportamento della rete a seguito del guasto calcolando la distribuzione delle pressioni, in funzione della domanda di gas da parte degli utenti, attraverso software di simulazione. In questo caso, la condizione di mancata erogazione del servizio è associata ad una soglia minima di pressione da raggiungere sul punto di riconsegna finale.

Qualora la mancata erogazione del servizio interessi attività commerciali o industriali, il rischio economico associato all’evento di guasto può essere determinato utilizzando i dati di fatturato medio annuo per la specifica categoria di attività [73]. Il rischio economico associato al fuori servizio di un’attività commerciali o industriale può essere quindi espresso attraverso l’equazione [9]:

$$ER = FA_m * \varphi * L \quad (9)$$

Dove:

- ER è il rischio economico;
- FA_m è il fatturato annuo medio;
- φ è la frequenza di rottura attesa per unità di lunghezza;
- L è la lunghezza del segmento di condotta su cui insiste l’attività commerciale/industriale.

L’equazione associa un rischio maggiore alle attività che presentano un fatturato annuo maggiore in quanto un fermo per queste attività comporta conseguenze potenzialmente più gravose.

Nel caso di utenze residenziali invece, le conseguenze sono quantificabili attraverso il numero di cittadini non raggiunti dal servizio di distribuzione del gas naturale. Allo scopo di quantificare tali conseguenze, attraverso la simulazione della rete realizzata a partire dal modello realizzato all’interno del SW di simulazione Sincal, sono state stimate le pressioni su tutti i nodi della rete a seguito dell’interruzione di ognuno dei segmenti di condotta di cui essa è costituita. Ad ognuno dei nodi della rete possono essere associati uno o più punti di riconsegna (i.e. contatore installato presso il cliente)

attraverso i quali accede un certo numero di cittadini. La stima del numero di cittadini associati ai singoli nodi della rete può essere effettuata utilizzando i dati demografici raccolti nel censimento condotto dall'ISTAT nel 2011 su tutto il territorio nazionale.

In maniera analoga a quanto fatto per il rischio economico, il rischio sociale associato ad un disservizio nella rete di distribuzione del gas naturale può essere ottenuto attraverso l'equazione [10]:

$$SR = NP_m * \varphi * L \quad (10)$$

Dove:

- SR è il rischio sociale $\left[\frac{n^\circ \text{ persone}}{\text{year}} \right]$;
- NP_m è il numero di persone medio interessate dal disservizio;
- φ è la frequenza di rottura attesa per unità di lunghezza $\left[\frac{1}{\text{km year}} \right]$;
- L è la lunghezza del segmento di condotta considerato [km].

Infine, per quanto riguarda le utenze di pubblica utilità, non è possibile quantificare numericamente un indice di rischio sociale come fatto per le utenze residenziali. Tuttavia, va sottolineato che attraverso il modello realizzato è possibile identificare degli scenari di guasto che potrebbero causare l'interruzione del servizio per queste utenze. Questa potenzialità consente di fare considerazioni di carattere qualitativo che possono condurre all'individuazione di criticità nella magliatura della rete.

1.6.5 Caso di studio 2 – applicazione della metodologia di analisi del rischio ad una rete di distribuzione reale

Il caso di studio presentato in questo lavoro è relativo ad una rete di distribuzione urbana che alimenta una città nel sud Italia su una superficie di circa 36 km² abitata da circa 18.000 abitanti. La rete, costituita da circa 40 km di condotte, è alimentata da un unico punto di riconsegna (cabina REMI) in cui il gas, proveniente dalla rete di trasporto ad alta pressione, viene misurato, odorizzato e laminato fino alla pressione di 0.5 bar. All'interno di questa rete non ci sono ulteriori riduzioni della pressione, quindi, non sono presenti gruppi di riduzione finali (GRF). I punti di riconsegna alimentati dalla rete sono 6718 utenti residenziali e 115 commerciali/industriali (vedi Tabella 6). In Figura 17 sono riportate due rappresentazioni cartografiche del territorio servito dalla rete analizzata. In particolare, in Figura 17a è riportata la suddivisione in aree suburbane adottata dall'Istat nel censimento condotto nel 2011, mentre in figura 17b è riportato lo schema unifilare della rete di condotte della rete investigata.

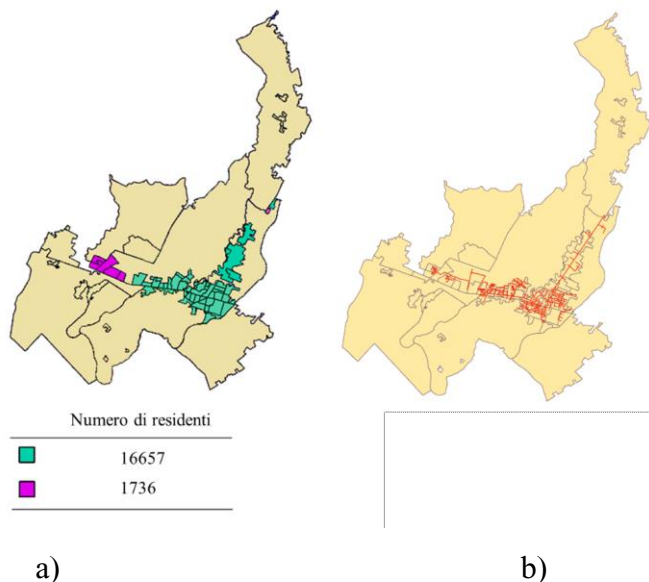


Figura 17 – a) suddivisione in aree suburbane adottata dall'Istat, b) schema unifilare della rete di condotte

Tabella 6 – Riepilogo dati relativi alla rete

Lunghezza rete in bassa pressione, km	0
Lunghezza rete in media pressione, km	40
Numero di GRF	0
Numero di City Gates	1
Numero di PDR (totale)	6824
Numero di PDR uso residenziale	6718
Numero di PDR uso industriale/commerciale	106
Numero di abitanti	18393

Anche in questo caso la rete investigata è stata interamente riprodotta in ambiente GIS, digitalizzando e definendo le informazioni degli elementi fisici rilevanti del sistema. : i) le caratteristiche geometriche della rete (i.e. diametri e lunghezze di ogni segmento di condotta, posizione reciproca di tutti i componenti della rete); ii) le misure orarie dei volumi di gas in ingresso e quelle in uscita degli utenti con smart meters; iii) il numero di abitanti per ciascuna delle aree suburbane; iv) il fatturato medio annuo rilevato dall'ISTAT delle diverse categorie di utenti commerciali/industriali v) i dati storici relativi agli incidenti avvenuti nelle reti di trasporto del gas raccolti dall'EGIG. I dati sopra elencati sono stati importati nel software di simulazione PSS-SINCAL.

Per ogni utente teleletto con smart meter è stato costruito un diagramma di domanda sulla base dei reali consumi misurati. Per gli altri utenti, invece, è stato costruito un diagramma di domanda medio a partire dalla differenza tra i volumi orari in ingresso alla rete e i volumi in uscita teleletti. In questo modo, è stato simulato il funzionamento della rete nelle ventiquattro ore di un giorno tipico della stagione di riscaldamento.

Allo scopo di calcolare la frequenza di rottura per unità di lunghezza, la rete è stata suddivisa in segmenti di condotta in funzione del diametro (vedi tabella 7).

Tabella 7- Segmenti di condotta per classi di diametro

Diametro [mm]	Numero	Metri	% della lunghezza totale
0-50	484	4637.76	12.6%
50-70	35	732.95	2.0%
70-100	312	16042.85	43.5%
100-150	186	8250.46	22.4%
>150	100	7187.58	19.5%

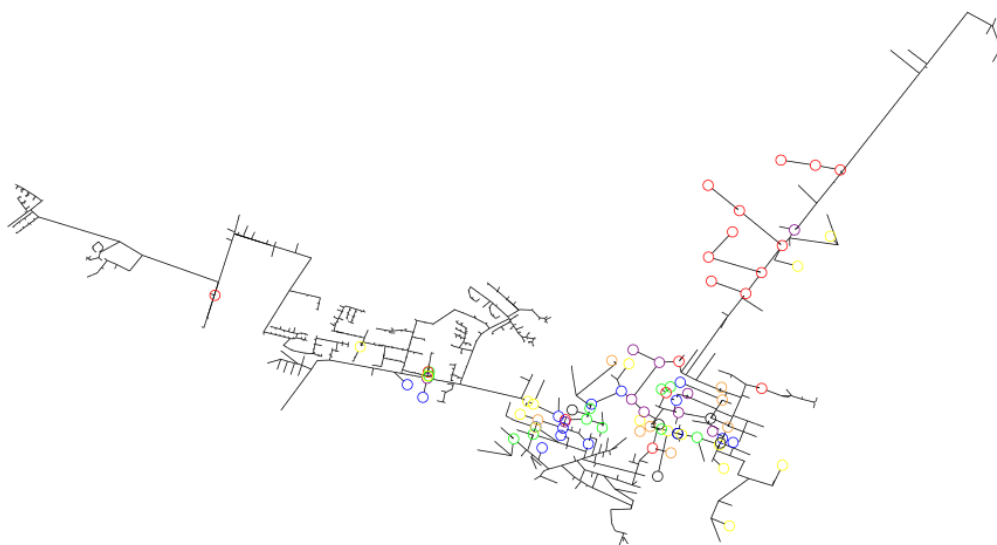


Figura 18 – Posizione delle attività commerciali e industriali nella rete

Pur essendo consentita una profondità di interrimento inferiore in alcune circostanze specifiche, la regola tecnica per la progettazione delle reti di condotte adottata in Italia stabilisce che le condotte devono essere interrate ad una profondità non inferiore a 0.9 m [74]. Per la stima della frequenza di rottura, non disponendo di informazioni dettagliate in merito alla profondità di interrimento dei segmenti di condotta della rete investigata, è stata considerata una profondità di 0.9 m.

1.6.5.1 Rischio economico

Per ogni segmento di condotta è stato calcolato un indice di rischio economico tenendo conto delle utenze commerciali/industriali disservite a seguito della sua interruzione, del loro fatturato medio e della sua probabilità di rottura.

I dati relativi alla destinazione d'uso del gas dei singoli utenti, residenziali e commerciali/industriali, disponibili presso il gestore della rete, sono stati rappresentati in forma cartografica in ambiente GIS. Ciò ha permesso di localizzare puntualmente le singole attività commerciali e industriali presenti sul territorio (vedi Fig.18).

Tabella 8 – *Categorie di utenze commerciali/industriali presenti nella rete oggetto di studio*

Sigla	Descrizione	Numero	
Ris	attività legate alla ristorazione e strutture ricettive (e.g. B&B, hotel)	31	○
PU	Servizi di pubblica utilità quali scuole, strutture ospedaliere, centri sportivi pubblici	18	○
Est	attività legate alla cura della persona (e.g. parrucchieri, centri estetici)	18	○
CS	centri sportivi (e.g. scuole di danza, palestre, piscine)	11	○
Ind	attività industriali (e.g. industria alimentare, industria sartoriale, stabilimenti di produzione)	18	○
Med	Studi medici privati e laboratori analisi	8	○
Uff	Riscaldamento uffici di diversa natura	11	○

In tabella 8 sono riportate le categorie d'utenza considerate. Osservando la mappa in Figura 18, si nota la presenza di aree circoscritte in cui si concentrano diverse utenze appartenenti alla stessa categoria (i.e. aree industriali, aree commerciali). In particolare, l'area della rete in cui si registra una maggior presenza di utenze industriali è dislocata nella parte periferica della rete, caratterizzata da una minore magliatura rispetto all'area centrale maggiormente urbanizzata. Ad una minore magliatura corrisponde un minor numero di ridondanze nella trama di condotte che alimenta la suddetta area. Ne consegue che, i risultati dell'analisi del rischio potrebbero evidenziare una fragilità della dorsale che alimenta questa porzione di rete. I risultati della stima del rischio economico condotta sulla rete sono riassunti in tabella 9. In particolare, all'interno della rete sono presenti 122 segmenti di condotta la cui interruzione determina un disservizio che interessa almeno un utente commerciale/industriale e che quindi determinano un rischio economico non nullo.

Tabella 9 – *Riepilogo risultati del calcolo del rischio economico (ER)*

Id condotta	ER	Id condotta	ER	Id condotta	ER	Id condotta	ER
1	15.02	32	0.63	63	0.95	94	2.99
2	5.54	33	3.46	64	4.53	95	2.61
3	1.76	34	36.93	65	116.06	96	2.69
4	1.23	35	8.33	66	54.67	97	4.47
5	0.35	36	0.59	67	1.84	98	7.92
6	0.33	37	2.23	68	4.25	99	56.08
7	105.28	38	2.44	69	12.14	100	1.16
8	4.74	39	683.97	70	34.99	101	0.96
9	6.61	40	7.78	71	16.82	102	0.91
10	8.38	41	0.3	72	7.93	103	0.7
11	2.53	42	1.14	73	1.25	104	10.96
12	7.89	43	0.14	74	6.34	105	3.1
13	9.86	44	0.3	75	0.11	106	2.47
14	171.38	45	0.09	76	1.15	107	218.99
15	32.35	46	63.45	77	0.29	108	4.12
16	7.25	47	0.97	78	9.62	109	0.28
17	0.58	48	3.92	79	9.17	110	41.54
18	23	49	0.76	80	34.48	111	202.88
19	1.94	50	45.07	81	2.67	112	125.3
20	2.54	51	295.33	82	3.08	113	349.21
21	0.71	52	2.12	83	22.22	114	0.73
22	213.09	53	2.7	84	23.06	115	16.39
23	2.21	54	22.98	85	1.11	116	6.55
24	6.66	55	5.44	86	0.22	117	3965.83
25	31.45	56	2.01	87	1011.1	118	692.63
26	10.72	57	3.13	88	20.35	119	448.05
27	17.72	58	2.49	89	0.91	120	17.78
28	2278.38	59	3.02	90	5.37	121	32.27
29	9.41	60	1.69	91	33.26	122	0.66
30	1.35	61	30.36	92	0.45		
31	31.54	62	3.33	93	4.17		

In Figura 19 è riportato uno schema della rete in cui è stato evidenziato in rosso il segmento di condotta caratterizzato dal maggior indice di rischio economico (i.e. 117). Si può osservare, infatti, che l'interruzione di tale segmento, esclude una porzione di rete in cui è raggruppata la quasi totalità delle utenze industriali presenti nella rete (area cerchiata nella mappa).



Figura 19 - Rappresentazione cartografica del segmento di condotta interrotto nello scenario 117 (tab.9)

1.6.5.2 Rischio sociale

Per la determinazione dell'indice di rischio sociale, sono state valutate le conseguenze che scaturiscono dalla rottura di ognuno dei segmenti di condotta che costituiscono la rete. A tale scopo è stata condotta una simulazione per ognuno dei segmenti di rete al fine di valutare la redistribuzione delle pressioni sui nodi della rete a seguito dell'evento di guasto. In questo modo, è stato possibile stimare il numero di nodi non raggiunti dal servizio. Successivamente, attraverso il software open source QGIS sono stati sovrapposti il layer dei dati demografici relativi alle aree suburbane [censimento ISTAT 2011] ed il layer con la posizione dei nodi della rete, in modo da valutare, nell'ipotesi di distribuzione omogenea della popolazione, il numero di cittadini coinvolti dall'interruzione del servizio. In figura 20 sono riportati i risultati dell'analisi del rischio sociale.



Figura 20 – Risultati dell'analisi del rischio sociale

Come visibile dalla mappa in Figura 19, l'alimentazione di vaste aree della città, soprattutto quelle periferiche, è garantita da poche dorsali e da ciò scaturisce un rischio maggiore per quei segmenti che, se interrotti, escludono dal servizio vaste aree della rete.

Infine, in Figura 21, viene riportato l'andamento della frequenza cumulata F di rottura di un segmento, al variare del numero di cittadini interessati dall'interruzione del servizio. L'analisi del grafico mostra che, come era lecito aspettarsi, le condotte con frequenza di rottura attesa maggiore, essendo quelle con diametro minore tipicamente presenti nelle aree maggiormente magliate della rete, determinano conseguenze minori.

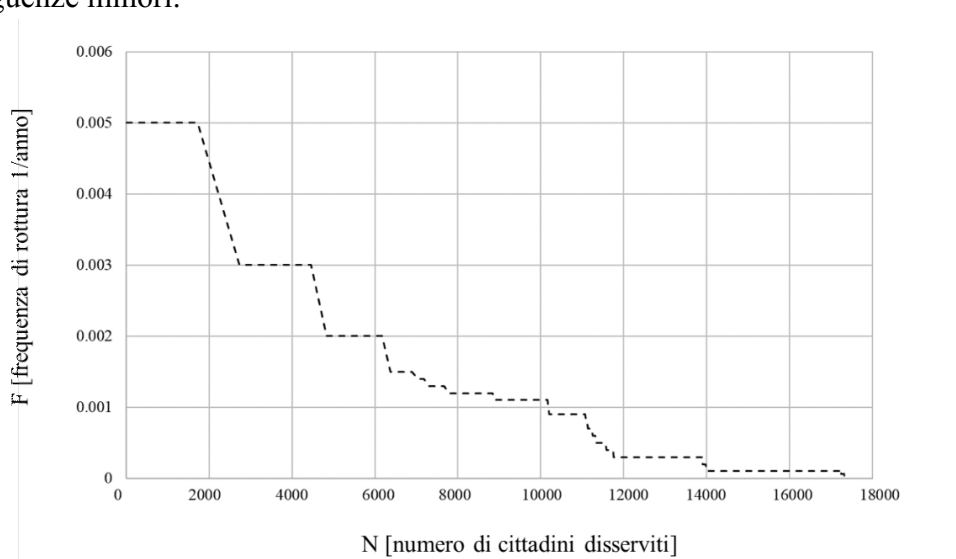


Figura 21 – F-N curve per la rete oggetto di studio

In assenza di uno standard per la definizione di soglie di accettabilità del rischio o del numero di cittadini disserviti a seguito di un guasto, la curva riportata in Figura 20 può essere uno strumento utile alle compagnie che gestiscono il servizio per fare delle considerazioni in merito. Queste, definendo delle soglie in accordo con gli standard di affidabilità del servizio che desiderano perseguire, possono utilizzare questi risultati all'interno del processo decisionale a monte della realizzazione di interventi strutturali sulla rete che possano incrementarne la resilienza.

CAPITOLO 2 - BILANCIAMENTO DELLE RETI GAS

Un ulteriore aspetto critico delle reti gas è come detto quello del bilanciamento fisico e commerciale. Infatti a causa degli inevitabili errori di misura, è impossibile chiudere un bilancio in perfetto equilibrio tra le partite in ingresso ed uscita. In questo secondo capitolo verrà affrontato il problema del bilanciamento fisico delle reti di trasporto del gas naturale. In particolare, verrà presentato un caso di studio condotto sulle problematiche legate alla misura del gas in uscita da una rete di trasporto.

2.1 Bilanciamento fisico delle reti di trasporto del GN

Come anticipato nell'introduzione di questo elaborato, il bilanciamento di una rete di trasporto del gas naturale rappresenta uno strumento fondamentale per la gestione dei flussi in ingresso e in uscita allo scopo di garantire un servizio di trasporto efficiente ed affidabile, nonché una corretta ripartizione dei costi dello stesso tra tutti gli utenti.

Attraverso il calcolo del bilancio fisico, viene analizzata la movimentazione del gas sull'intera rete dai punti d'immissione ai punti di prelievo, tenendo conto delle quantità immagazzinate all'interno dei siti di stoccaggio, nonché delle quantità accumulate all'interno della rete stessa. Come riportato nel codice di rete adottato in Italia [12], allo scopo di calcolare il bilancio è necessario stimare:

- Le quantità di gas immesse nella rete (I), ovvero la somma delle quantità immesse dagli utenti del servizio di trasporto e dal trasportatore stesso (allo scopo di far fronte ai consumi del sistema stesso) presso i punti di entrata della rete nazionale che sono: i siti di importazione, gli impianti di produzione nazionale (i.e. giacimenti sotterranei, impianti di produzione di biometano) ed impianti di rigassificazione in cui il gas naturale liquefatto (GNL), trasportato via mare attraverso delle navi metaniere, viene riportato nella sua forma gassosa e immesso in rete.

- Il gas di stoccaggio (S), ottenuto dalla somma algebrica delle quantità fisicamente erogate dai campi di stoccaggio durante la stagione invernale (segno positivo) o iniettate al loro interno durante la stagione estiva (segno negativo). Le misure relative ai quantitativi di gas iniettato o erogato vengono effettuate in corrispondenza di ciascuno dei campi di stoccaggio: il risultato è rappresentato dalla somma algebrica degli stessi.
- I prelievi dalla rete (P), ottenuti dalla somma delle quantità ritirate in corrispondenza dei punti di riconsegna e dei punti di interconnessione con le esportazioni e con le reti di trasporto esercite da altri operatori.
- I consumi del Trasportatore (C), ottenuti come somma, estesa a tutte le centrali di compressione presenti sulla rete di metanodotti del Trasportatore, dei volumi misurati giornalmente a cui vanno aggiunti i consumi relativi al gas incombusto. È inoltre necessario stimare i quantitativi di gas utilizzati per il preriscaldamento del gas in corrispondenza degli impianti di riduzione/regolazione.
- Le perdite (PE), costituite dai trafiletti attraverso le valvole di regolazione e dalle perdite di gas in occasione di lavori di manutenzione. I primi vengono stimati attraverso una metodologia di tipo statistico sviluppata e brevettata dal Gas Research Institute (GRI) in collaborazione con l'Environmental Protection Agency (EPA) [75] americana ed adattata dal trasportatore alla propria realtà impiantistica.
- Lo svasso/invaso della rete (ΔLP), ovvero il quantitativo di gas accumulato nella rete, calcolato come differenza tra il quantitativo presente in rete all'inizio del Giorno-gas G+1 e quelli presenti alla stessa ora del Giorno-gas G, determinati utilizzando le misure di volume geometrico della rete e di pressione.
- Il Gas Non Contabilizzato (GNC), che costituisce il risultato dell'equazione di bilancio di rete e rappresenta il quantitativo di gas non misurato riconducibile a tutte le indeterminatezze dei termini che costituiscono l'equazione di bilancio della rete di trasporto.

In Figura 22 è riportato uno schema esemplificativo dei diversi contributi appena elencati che costituiscono l'equazione di bilancio della rete riportata di seguito:

$$I + S = P + C + PE + \Delta LP + GNC \quad (11)$$

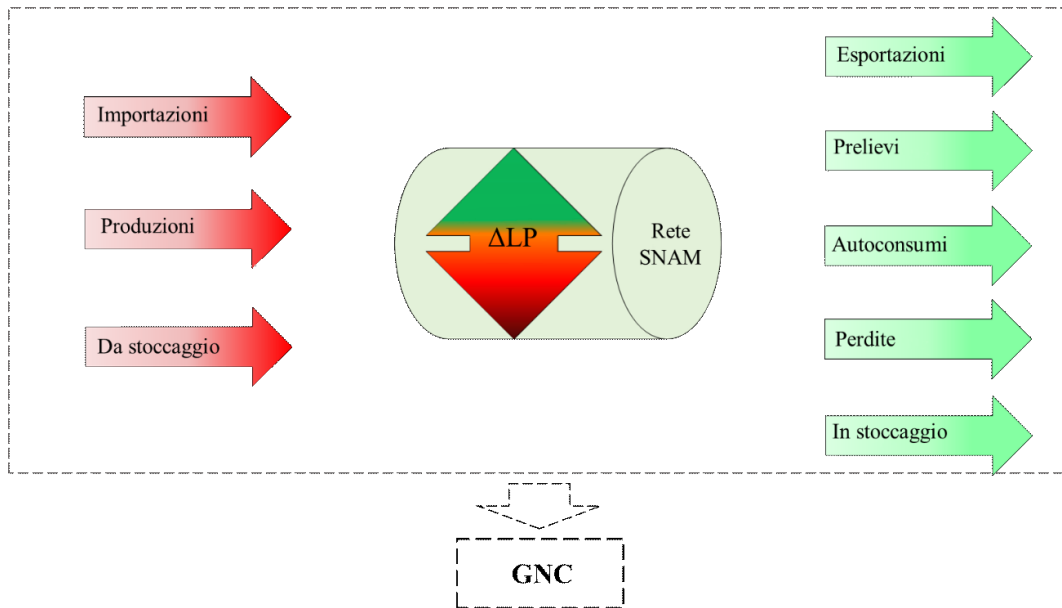


Figura 22 - Schematizzazione del bilancio della rete di trasporto

Per quanto detto, il termine GNC non indica una perdita, quindi una fuoriuscita di gas dalla rete di trasporto, bensì la differenza tra tutti i termini in ingresso e uscita (tenendo conto del quantitativo accumulato nella rete di condotte). Il GNC, infatti, essendo il risultato delle incertezze sui termini che costituiscono l'equazione, può assumere un valore positivo o negativo in modo non sistematico. Le perdite di gas pertanto contribuiscono al gas non contabilizzato nella misura in cui non vengono esattamente stimate.

La stima del GNC e la comprensione delle cause che lo determinano sono problematiche di grande rilievo nell'ambito della gestione delle reti di trasporto del gas naturale. Sebbene queste tematiche siano oggetto di attenzione da parte dei maggiori attori del trasporto di gas naturale europei, nonché degli enti che hanno il

compito di regolamentare questo settore [76], a causa della penuria di dati disponibili, la letteratura scientifica risulta ancora lacunosa in merito a questo fenomeno.

In particolare, benché l'analisi statistica del GNC basata su serie storiche o lo studio degli aspetti regolatori [77,78], consenta di evidenziare come i cambiamenti che hanno interessato la filiera del gas naturale (e.g. la maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento a seguito dell'incremento delle importazioni di GNL via mare) abbiano avuto un impatto sul bilanciamento delle reti, restano da approfondire le cause di questo fenomeno dal punto di vista metrologico, analizzando gli aspetti legati alle performance delle linee di misura, alle condizioni in cui queste operano e alla loro corretta progettazione e gestione [79].

In Italia, nel Documento per la consultazione 437/2020/R/GAS, l'ARERA [76] si evidenzia una costante e significativa crescita del fenomeno del gas non contabilizzato nel corso del quarto e del quinto periodo di regolazione che ha inizio nel 2017. Nello stesso documento viene inoltre sottolineata la necessità di approfondire le possibili cause delle variazioni del GNC attraverso la promozione, da parte del responsabile del trasporto, di studi specifici sul tema.

2.2 Metodologia per il bilanciamento delle reti di trasporto

La rete di gasdotti oggetto delle analisi discusse in questo capitolo, si estende per circa diverse migliaia di chilometri e punti di riconsegna (i.e. utenze industriali, utenze termoelettriche, reti di distribuzione urbane), nonché decine di punti di interconnessione con reti nazionali e regionali che fanno capo ad altre società di trasporto operanti sullo stesso territorio.

Il gas viene immesso nella rete principalmente attraverso siti di importazione collegati con gasdotti esteri, terminali di rigassificazione del GNL e numerosi impianti di produzione.

Tale sistema di trasporto è inoltre collegato ai campi di stoccaggio che, da un lato, costituiscono la maggiore fonte di flessibilità per il sistema e, dall'altro, consentono di aumentare il margine di sicurezza in un mercato fortemente dipendente dalle

importazioni. Lo spazio disponibile presso i siti di stoccaggio per l'Anno Termico 2018/2019 è stato di circa 18 miliardi di metri cubi. Tale spazio comprende circa 5 miliardi di metri cubi di riserva strategica, il cui valore è per far fronte a possibili emergenze gas.

Attraverso l'infrastruttura di rete descritta, vengono trasportati ogni anno circa 80 miliardi di metri cubi standard di gas naturale. In Figura 23 e in tabella 10 sono riportati in dettaglio i volumi immessi nella rete nel quadriennio 2015-2018.

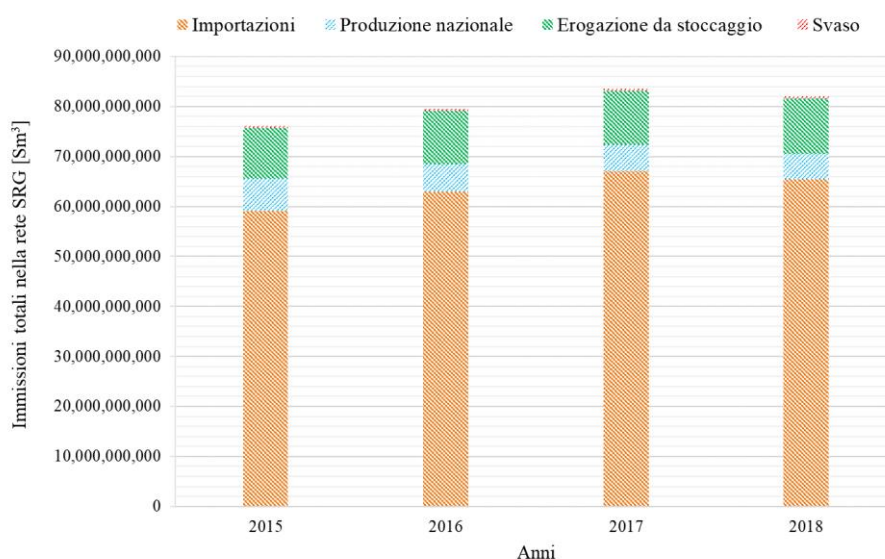


Figura 23 – Volumi immessi nella rete nel quadriennio 2015-2018

Tabella 10 – Dettaglio immissioni più svaso della rete 2015-2018

Anno	Importazioni	Produzione nazionale	Erogazione da stoccaggio	Svaso	Totale
2015	59,172,804,561	6,321,720,005	10,255,936,411	421,141,860	76,171,602,837
2016	62,988,128,370	5,507,197,696	10,596,802,457	463,352,223	79,555,480,746
2017	67,101,937,154	5,126,591,377	10,835,737,296	416,755,526	83,481,021,353
2018	65,462,777,938	4,969,425,544	11,161,205,242	400,216,196	81,993,624,920

Osservando le varie componenti che costituiscono le immissioni, si può evidenziare una crescita delle erogazioni da stoccaggio (+8% rispetto al 2015) in parte dovuta all'entrata in servizio di un nuovo impianto con la prima campagna di erogazione nel 2017. La variazione dei flussi in uscita dai campi di stoccaggio, con particolare riferimento all'entrata in funzione di un nuovo impianto, sarà oggetto di analisi nel

proseguo di questo elaborato di tesi. Lo stesso effetto visto per l'erogazione può essere osservato per le immissioni in stoccaggio analizzando i flussi in uscita dalla rete riportati in tabella 11. Si osserva inoltre che le esportazioni rappresentano una componente estremamente ridotta rispetto ai volumi riconsegnati presso gli utenti civili, industriale e termoelettrici.

Tabella 11 - Dettaglio uscite dalla rete più invaso e perdite (2015-2018)

Anno	Esportazioni	Riconsegnato	Consumi interni + emissioni	Immissioni in stoccaggio	Invaso	Totale
2015	193,744,556	64,853,270,953	175,244,950	10,480,591,417	413,689,723	76,116,541,599
2016	166,475,297	67,880,976,038	217,367,575	10,762,358,317	488,758,507	79,515,935,734
2017	174,842,208	71,753,425,007	262,769,964	10,622,435,003	434,390,749	83,247,862,931
2018	182,971,312	69,397,546,259	260,624,084	11,576,142,112	399,757,390	81,817,041,157

In merito ai volumi riconsegnati, è interessante osservare nel dettaglio l'andamento dei soli volumi riconsegnati presso le aziende di distribuzione (Fig.24).

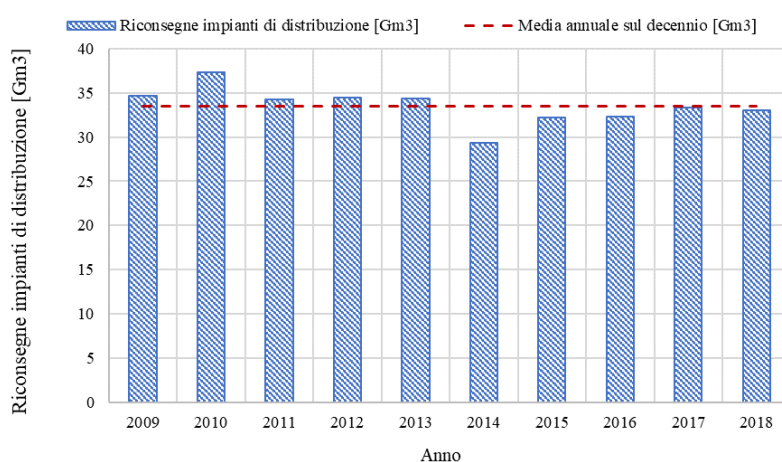


Figura 24 – Andamento dei volumi di gas riconsegnati presso le utenze civili

Si osserva una riduzione dei consumi rispetto alla media dell'ultimo decennio che ha interessato questa componente dei volumi riconsegnati, causata probabilmente dai cambiamenti climatici che hanno interessato l'ultimo decennio, nonché dal passaggio a tecnologie diverse per gli impianti di riscaldamento domestici a seguito della maggiore diffusione dell'utilizzo di fonti rinnovabili.

L'interesse per questo dato deriva dalle modalità di funzionamento dei misuratori di portata installati sulle linee di riconsegna gestite dalle aziende di distribuzione disseminate su tutto il territorio nazionale. L'accuratezza dei misuratori è, infatti, suscettibile alle oscillazioni di portata qualora queste superino determinate soglie definite dal costruttore. Nei prossimi paragrafi verrà dedicato un approfondimento a questi aspetti attraverso un'analisi sulle condizioni di funzionamento del parco contatori civili servito attraverso la rete di trasporto che costituisce il caso di studio analizzato.

Considerando i volumi transitati, quello del gas non contabilizzato può essere un problema il cui impatto economico è assolutamente non trascurabile e le cui cause meritano un'analisi allo scopo di identificare le possibili strategie di ottimizzazione del processo di stima delle diverse componenti dell'equazione di bilancio.

Lo studio discusso nei prossimi paragrafi riguarderà l'analisi delle possibili cause che hanno determinato un incremento del GNC nel bilancio della rete nazionale di trasporto nel quadriennio 2015-18 e delle possibili azioni per la sua riduzione. In particolare, verranno discusse:

- le diverse cause di incremento della differenza di misura (GNC) verificatosi a partire dal 2016/2017 e delle ulteriori criticità nelle principali tipologie di impianti di misura presenti nella rete (e.g. immissioni, stoccaggio, riconsegne industriali, city gates);
- l'influenza dei principali parametri di influenza sul GNC quali la portata, l'umidità e la temperatura del gas naturale;
- le possibili azioni da intraprendere allo scopo di ridurre il livello di GNC.

2.3 Influenza dell'accuratezza di misura della portata

Gli strumenti di misura della portata volumetrica/massica presentano una curva caratteristica tipicamente non lineare. Ciò determina da un lato una limitata rangeability dello strumento in funzione del principio fisico di misura, dall'altro un

decremento delle prestazioni metrologiche quando lo strumento funziona al di fuori del campo di misura per cui lo strumento è omologato e caratterizzato.

Un'ulteriore problematica è rappresentata dalla deriva della caratteristica nel tempo. Per tale motivo è buona norma utilizzare in campo master meter per verificare con continuità eventuali derive anomale (conferma metrologica) e, nel contempo, definire intervalli di taratura degli strumenti per stimare e correggere eventuali derive.

Per comprendere l'influenza di questi effetti su ciascuna categoria di misuratori è utile suddividerli in funzione del principio fisico di misura. Nel caso dei misuratori di portata del gas naturale sono teoricamente utilizzabili:

1. misuratori volumetrici a pareti deformabili (DE);
2. misuratori volumetrici a pistoni rotanti (PR);
3. misuratori a turbina assiale e radiale (TA e TR);
4. misuratori a pressione differenziale a singolo e doppio DP con prese di pressione singole (OF) o a camera anulare (CM);
5. misuratori ad ultrasuoni a tempo di transito (US);
6. misuratori massici ad effetto Coriolis (CO);
7. misuratori fluidodinamici vortex e ad effetto Coanda (FD);
8. misuratori termici (TE).

Nella realtà, se si escludono le stazioni di misura in ingresso e alcuni stoccaggi, solo le prime quattro tipologie di misuratori (cosiddetti "tradizionali") sono ampiamente utilizzate nella rete di trasporto oggetto di questa analisi, mentre risultano attualmente operative solo poche decine di linee di misura non tradizionali (misuratori ad ultrasuoni).

Nel seguito viene riportata un'analisi dettagliata delle tipologie di misuratori attualmente installati (ovvero quelli attivi e con volumi non nulli nell'anno di riferimento 2018) sulla rete analizzata.

2.3.1 Tipologie misuratori presenti sulla rete

In Tabella 12 sono riportati i misuratori installati e attualmente attivi sulle linee di misura del gas in ingresso (i.e. importazioni, immissioni da terzi e da stoccaggio) della rete di trasporto nazionale, con le relative codifiche, unità installate e volumi misurati nel 2018. Dai dati in tabella si evince che, delle 142 linee di misura, quelle a ultrasuoni misurano la maggior parte del volume transitato in immissione (76% circa) mentre rappresentano circa il 34% dei misuratori installati. Negli ultimi anni, infatti, molti misuratori venturimetrici installati sulle linee di importazione sono stati sostituiti con misuratori ad ultrasuoni. La percentuale dei misuratori a turbina installati è attualmente pari a circa il 4% in numero e solo 1% in volume misurato. La percentuale di stazioni di misura venturimetriche (presenti sugli impianti di stoccaggio e di produzione) rappresenta attualmente quasi il 58% in numero dei misuratori installati in ingresso alla rete di trasporto con il 23% dei volumi misurati. Le altre categorie di misuratori, infine, misurano percentuali trascurabili di volume immesso nella rete.

Tabella 12- Misuratori installati nelle stazioni di importazione, immissione e da stoccaggio

Tipologia Misuratore	Numero di linee	N/Ntot (%)		Volume (Sm ³)	V/Vtot (%)	
Pareti deformabili (DE)	1	0.70%	42.25%	0	0.00%	76.68%
Pistoni rotanti (PR)	5	3.52%		35,394,461	0.04%	
Turbine radiali (TR)	0	0.00%		0	0.00%	
Turbine assiali (TA)	6	4.23%		906,996,879	1.11%	
Ultrasuoni (US)	48	33.80%		61,624,953,951	75.53%	
Pressione differenziale (OF)	4	2.82%	57.75%	4,507,738,957	5.52%	23.32%
Pressione differenziale (CM)	78	54.93%		14,518,324,476	17.79%	
Totale	142	100%	100%	81,593,408,724	100%	100%

In Tabella 13 sono invece riportati i misuratori installati e attualmente attivi sugli impianti di riconsegna ed esportazione, sugli autoconsumi e sugli impianti di stoccaggio in uscita della rete di trasporto nazionale, con le relative unità installate e volumi misurati nel 2018 per ciascuna tipologia di misuratore. Dai dati in tabella si può notare che su un totale di 7957 strumenti di misura complessivamente installati sulla rete di trasporto quelli di tipo venturimetrico sono in numero circa il 5% del totale, ma sono responsabili della misura di circa il 35% dei volumi misurati in uscita e, in particolare prelievi (esportazioni e riconsegne), autoconsumi, interconnessioni e stoccaggi in uscita. La percentuale maggiore dei misuratori “volumetrici” installata (che sono circa il 95% del totale dei misuratori) è rappresentata dai misuratori a turbina (che sono circa il 67% del totale), che misurano il 59% circa del volume transitato. L’uso dei misuratori a ultrasuoni è ancora trascurabile in questa tipologia di impianti di misura (circa l’1% in numero e il 3% in volume).

Tabella 13- Misuratori installati sui prelievi, consumi e stoccaggi in uscita

Tipologia Misuratore	Numero Linee	N/Ntot (%)		Volume (m3)	V/Vtot (%)	
Pareti deformabili (DE)	22	0.28%	94.83%	5,555,312	0.01%	65.16%
Pistoni rotanti (PR)	2128	26.74%		1,766,930,488	2.17%	
Turbine radiali (TR)	4	0.05%		1,798,107	0.00%	
Turbine assiali (TA)	5305	66.67%		48,334,870,846	59.47%	
Ultrasuoni (US)	87	1.09%		2,847,164,867	3.50%	
Pressione differenziale (OF)	292	3.67%	5.17%	14,085,403,210	17.33%	34.84%
Pressione differenziale (CM)	119	1.50%		14,232,737,091	17.51%	
Totale	7957	100%	100%	81,274,459,921	100%	100%

2.3.1.1 Misuratori Volumetrici

I misuratori volumetrici propriamente detti si basano sulla misura diretta del volume di gas transitato. Il principio fisico utilizzato è quello dell’isolamento, durante il funzionamento, di una porzione di gas all’interno di una camera di misura di volume

noto che viene poi svuotata e riempita in successione continua. Queste operazioni di riempimento/svuotamento sono conteggiate da uno strumento totalizzatore.

2.3.1.1.1 Misuratori volumetrici a pareti deformabili (DE)

Tra i misuratori presenti sulla rete di trasporto nazionale, sono misuratori volumetrici propriamente detti solo i contatori a pareti deformabili ed i misuratori a pistoncini rotanti. La misura con contatore volumetrico “a pareti deformabili” è senz’altro la più diffusa ed è quella normalmente adottata nelle stazioni operanti con piccole portate di gas (tipicamente inferiori a 40 m³/h, classe G25) e bassa pressione (fino a 0.5 bar). Un’importante caratteristica dei misuratori a pareti deformabili è l’elevata rangeability (fino a 160) ed una portata di transizione ridotta (circa 0.1 Q_{max}). La tecnologia costruttiva è senz’altro matura e le attuali membrane sintetiche presentano derive nel tempo sensibilmente inferiori (<0.2%/anno) rispetto a quelle naturali, utilizzate fino agli anni ‘90.

Le linee di misura esistenti sulla rete di trasporto nazionale con contatore volumetrico a pareti deformabili sono estremamente ridotte in numero (22 di cui la maggior parte su impianti di piccola capacità) ed ancor meno rilevanti in termini di volumi contabilizzati (circa 0.01 %). Questa tipologia di contatori è generalmente di età recente (circa la metà presenta un’età inferiore ai 10 anni e il 20% inferiore ai 20, mentre per i restanti misuratori il dato è mancante). I costruttori dei contatori installati sono in numero ridotto (solo 9 diversi costruttori). Una sintesi delle informazioni riportate circa i misuratori a pareti deformabili installati sulle linee di misura della rete di trasporto è riportata in Tabella 14.

Tabella 14 - Misuratori a pareti deformabili (DE)

Classe	Campo di misura (m ³ /h)	Numero misuratori	Rangeability	Deriva massima	Costruttori
G4-G25	6<Q≤40	6	> 50	±0.2%/anno	ALESIA ELSTER ITRON N.PIGNONE
G25-G65	40<Q≤100	9			
G65-G250	100<Q≤400	7			

G250- G1000	400<Q≤1600	0			ORMAGAS ROCKWELL S CHAMON SACOFGAS SCHLUMBERGER
----------------	------------	---	--	--	---

N.B. Solo misuratori installati sui prelievi, consumi e stoccaggi in uscita

2.3.1.1.2 Misuratori volumetrici a pistoni rotanti (PR)

La misura con contatore volumetrico a pistoni rotanti è diffusa nelle stazioni operanti con portate di gas medio-piccole (inferiori a 1600 m³/h) e con pressioni di linea più elevate rispetto alle stazioni munite di contatore volumetrico a pareti deformabili, con valori massimi pari a circa 70 bar.

I misuratori a pistoni rotanti presentano una rangeability tipicamente pari a 20:1 ed una portata di transizione generalmente pari a 0.2·Q_{max}. La tecnologia costruttiva è anch'essa matura e presentano una deriva nel tempo funzione dei volumi e delle portate medie erogate (tipicamente inferiore a 0.15%/anno). Un importante caratteristica è la scarsa influenza delle condizioni di installazione. Le linee di misura con contatore volumetrico a pistoni rotanti installati sulle utenze in uscita sono 2128, pari a circa il 27 % del totale. I volumi contabilizzati sono tuttavia estremamente esigui e rappresentano poco più del 2% del volume totale transitato nella rete. I dati sull'età di installazione di questa categoria di contatori risultano essere incompleti. Per circa un quarto dei misuratori, infatti, il dato non è disponibile. Dei restanti contatori, circa il 10 % presenta un'età superiore ai 30 anni. Sull'intera rete sono disponibili contatori a pistoni rotanti di 22 diversi costruttori. Un'analisi dettagliata delle informazioni riportate è disponibile in Tabella 15.

Tabella 15 - Misuratori a pistoncini rotanti (PR)

Classe	Campo di misura (m ³ /h)	Numero misuratori	Rangeability	Deriva massima	Costruttori
G4-G25	6 ≤ Q ≤ 40	399	20 ÷ 50	±0.15%/anno	ACTARIS, ALESIA, BOSCO, COMMON DRESSER, ELSTER ELKRO GAS FIORENTINI FLONIC, FLOGAS FMG, IMETER INSTROMET ITRON, METRIX RIMIFLU, RMG ROMET, SCHAMON SCHLUMBERGER UGI-METERS VEMMTEC
G40-G65	40 < Q ≤ 100	1155			
G100-G250	100 < Q ≤ 400	465			
G400-G1000	400 < Q ≤ 1600	109			

N.B. Solo misuratori installati sui prelievi, consumi e stoccaggi in uscita

2.3.1.1.3 Misuratori volumetrici a turbina assiale e radiale (TA e TR)

I misuratori a turbina (impropriamente denominati “volumetrici”), si basano sul principio della misura della velocità media attraverso una girante elicoidale collocata in asse rispetto al flusso (turbina assiale) o una girante a palette disposta perpendicolarmente al flusso (turbina radiale). Un tipico misuratore a turbina è costituito da un tronco di tubazione in cui si trova il rotore installato su cuscinetti alloggiati in un corpo centrale sagomato ad ogiva. Il gas entra nello strumento attraverso un raddrizzatore di flusso che gli impone di fluire in modo regolare ed uniformemente distribuito in tutta l’area anulare compresa fra l’ogiva centrale e la parete interna cilindrica dello strumento. Il gas mette così in rotazione il rotore ad una

velocità angolare n che risulta proporzionale, attraverso la costante di taratura k , alla propria velocità e quindi alla portata Q , in accordo alla relazione:

$$Q = k \cdot n \quad (12)$$

Il volume di gas per unità di tempo che passa attraverso il contatore è infatti uguale alla velocità media assiale del gas moltiplicata per l'area della sezione libera anulare e, ad ogni rivoluzione della girante, corrisponde un volume noto di gas transitato. La girante è collegata ad un dispositivo di conteggio e a un sensore elettronico di prossimità che rileva i successivi passaggi delle singole palette.

I misuratori a turbina presentano una buona rangeability (tipicamente pari a 20:1) ed una portata di transizione generalmente pari a $0.15 \cdot Q_{max}$. È opportuno ricordare che in merito alla rangeability dei misuratori a turbina la norma di riferimento UNI EN 12261:2018 stabilisce in funzione della portata di funzionamento le condizioni di rangeability ammesse variabili tra 1:20 e 1:50 e, di conseguenza, definisce anche il valore di portata di transizione Q_t (variabile tra 0,2 e $0,1 \cdot Q_{max}$) necessario per la definizione dei massimi errori permessi. Questa tipologia di contatori presenta una deriva nel tempo tipicamente inferiore allo 0.1%/anno, anche se dipende dai volumi e dalle portate medie erogate. Il principale limite di tali misuratori è costituito dalla sensibilità agli effetti di installazione (in particolare allo swirl ed alle portate pulsanti). Per ovviare a tali problematiche è opportuno garantire la presenza a monte e valle del dispositivo di misura un tratto rettilineo indisturbato di adeguata lunghezza.

I misuratori a turbina installati sulle utenze in uscita della rete di trasporto nazionale sono in numero circa il 67% del totale, e circa il 59% dei volumi transitati. Il numero totale di misuratori a turbina installati è pari a 5309 (di cui solo 4 a turbina radiale). Circa l'80% dei misuratori a turbina opera in classe compresa tra G65 e G1000. Delle 5309 utenze con misuratore a turbina, solo circa il 10% sono dotate di più linee di misura e circa il 60% di secondo contatore (con linea di controllo SEPA), generalmente della stessa tipologia.

Sebbene i dati sull'età media dei misuratori a turbina risultino incompleti (per quasi il 20%, infatti, non è disponibile l'anno di installazione) il parco dei contatori a

turbina risulta alquanto vetusto, infatti solo il 37% ha un'età inferiore ai dieci anni, circa il 23% un'età compresa tra i 10 e i 20 anni e circa il 20% presenta un'età di installazione superiore a 20 anni. I costruttori dei contatori installati sono alquanto numerosi (21 diversi costruttori). Un'analisi dettagliata delle informazioni riportate è disponibile in Tabella 16.

Tabella 16 – Misuratori a Turbina radiale e assiale (TU)

Classe	Portata massima Q (m ³ /h)	Numero misuratori	Rangeability	Deriva massima	Costruttori
G16-G65	25≤Q≤100	336	20 ÷ 50	±0.10%/anno	ACTARIS, ALESIA C.D.C., CGS COMMON,DRESSER ELKROGAS,ELSTER FIORENTINI,FLOGAS FMG, IMETER INSTROMET, ITRON METRIX, RIMIFLU, RMG, ROMBACH SACOFGAS SCHLUMBERGER VEMMTEC
G100-G250	100<Q≤400	1895			
G400-G1000	400<Q≤1600	2453			
G1600-G2500	1600<Q≤25000	625			

N.B. Solo misuratori installati sui prelievi, consumi e stoccaggi in uscita

Sulle stazioni di misura nei punti di ingresso della rete sono inoltre attivi 6 misuratori a turbina attraverso i quali transita circa l'1% dei volumi annui.

2.3.1.1.4 Misuratori ad ultrasuoni (US)

I misuratori ad ultrasuoni utilizzati negli impianti di misura della rete di trasporto del gas naturale si basano sulla misura del tempo di transito di onde ultrasonore per misurare la velocità del fluido. Essi sono costituiti da un tronco cilindrico di tubazione sulle cui pareti sono montati una o più coppie di trasduttori che generano e ricevono

l'onda ultrasonica tramite l'utilizzo di materiali piezoelettrici. I misuratori ad ultrasuoni vengono utilizzati nelle misure del gas soprattutto nelle stazioni di immissione e stoccaggio, nonché per applicazioni industriali, dove sono installati in impianti generalmente di elevate dimensioni.

I misuratori ad ultrasuoni presentano una rangeability funzione della velocità del fluido (tipicamente maggiore di 50:1) con un errore massimo inferiore allo 0.7% (1%) per diametri superiori (inferiori) ai 12" per una portata inferiore alla portata di transizione (compresa tra 0.05 e $0.1Q_{max}$) in conformità alla ISO 17089-1:2019. La tecnologia costruttiva è in fase di continua evoluzione, sebbene negli ultimi 15 anni si siano affermate per le misure di grandi portate le tecnologie multicorda con elevata stabilità (tipicamente inferiore a 0.1%/anno), self-check (con particolare riferimento alla verifica di malfunzionamento di una o più corde e correzione automatica della deriva sullo zero) e ridotta sensibilità agli effetti di installazione. Questi misuratori rappresentano quindi oggi una valida alternativa ai misuratori venturimetrici.

I misuratori ad ultrasuoni oggi installati sulle linee in uscita dalla rete di trasporto nazionale sono 87 (installati in 46 stazioni di misura) ed i volumi da essi contabilizzati rappresentano meno del 3% del volume totale transitato sulla rete. La quasi totalità di questi misuratori (66 misuratori) opera con una portata massima superiore ai 1000 m³/h.

Tra le linee di misura ad ultrasuoni, 50 non sono dotate di secondo contatore. Soltanto una linea di misura presenta un misuratore ad ultrasuoni installato come secondo contatore. Delle 46 stazioni di misura ad ultrasuoni, in 33 sono presenti più linee di misura e in 8 è presente il secondo contatore. Per quanto riguarda l'età di messa in servizio, questa è generalmente inferiore ai 10 anni. I misuratori ad ultrasuoni presenti sulla rete di trasporto del gas sono realizzati da 5 diversi costruttori (vedi

Tabella 17).

Tabella 17 - Misuratori ad ultrasuoni (US)

Classi	Campo di misura (m ³ /h)	Numero misuratori	Rangeability	Deriva massima	Costruttori
G100-G250	100<Q≤400	11	fino a 150	0.05%/anno	CALDON DANIEL INSTROMET KROHNE SICK
G400-G650	650≤Q≤1000	28			
>G1000	Q≥1600	48			

N.B. Solo misuratori installati sui prelievi, consumi e stoccaggi in uscita

Sulle 12 stazioni di misura ad ultrasuoni sui punti di ingresso della rete (i.e. importazione e stoccaggio) sono operativi 48 misuratori a ultrasuoni che misurano circa il 76% del volume totale immesso.

2.3.1.2 Misuratori venturimetrici

I misuratori a pressione differenziale, anche denominati venturimetrici, utilizzano un restringimento di sezione nel condotto chiuso (ad esempio un diaframma, un boccaglio o un tubo venturi) per generare una differenza di pressione tra monte e valle del restringimento stesso. La portata Q viene determinata quindi misurando la differenza di pressione ΔP tra monte e valle del restringimento e sulla base della conoscenza delle caratteristiche dell'elemento primario (rapporto di restringimento, β) e del fluido che attraversa il condotto, nonché delle condizioni di flusso, attraverso la seguente relazione (ricavabile dall'applicazione del teorema di Bernoulli):

$$Q = \frac{C \varepsilon \pi d^2}{4 \sqrt{1 - \beta^4}} \sqrt{\frac{2 \Delta p}{\rho}} \quad (13)$$

avendo indicato con C il coefficiente di efflusso, ε il coefficiente di espansione, ρ la massa volumica del fluido in condizioni di esercizio e d il diametro interno del diaframma.

I misuratori di questo tipo più largamente utilizzati nelle reti gas sono quelli a diaframma in parete sottile (spesso impropriamente chiamati a flangia calibrata) installati in appositi dispositivi denominati portadiaframma. Le prese di pressione sono generalmente disposte su di una camera anulare (CM) o su appositi fori calibrati praticati immediatamente a monte ed a valle del restringimento (OF). Il principale limite di questi misuratori consiste nella scarsa rangeability: tipicamente pari a 5:1 nei gruppi di misura a singolo ΔP e circa pari a 16:1 nei gruppi di misura a doppio ΔP . Un ulteriore importante svantaggio è quello di essere estremamente sensibili agli effetti di installazione. Di contro, il principale vantaggio è quello di poter sostituire il diaframma in esercizio (per i dispositivi dotati di portadiaframma) cambiandone così il campo di misura senza necessità di interrompere il flusso, nonché di verificare in situ le caratteristiche metrologiche della catena di misura mediante una semplice verifica dimensionale del diaframma e una verifica dei misuratori a pressione differenziale. La deriva nel tempo dipende essenzialmente dalle caratteristiche del misuratore di pressione differenziale (tipicamente inferiore allo 0.1%/anno) ed è pressoché indipendente dalle portate e dai volumi medi erogati.

La diffusione della tecnica venturimetrica è dovuta alla circostanza di essere stata, fino agli anni '90, l'unica metodologia standardizzata e relativamente a basso costo disponibile per misure di elevate portate. Tale tecnica è utilizzata sulla rete nazionale sulle medie e elevate portate sulle condotte di grande diametro (maggiori di DN 150) tipiche delle stazioni di produzione, di stoccaggio nonché delle grosse utenze civili (city gate).

Per la conformità delle linee di misura venturimetriche, le norme UNI EN ISO 5167-2:2004 e UNI 9167:2009 (§6.15.3) prescrivono che il coefficiente di restringimento β , calcolato come rapporto tra il DN del restringimento ed il DN della condotta, sia compreso tra 0,10 e 0,75. Dall'analisi dei coefficienti β calcolati si riscontra che la grande maggioranza delle linee di misura venturimetriche hanno $0.20 \leq \beta \leq 0.60$.

Sui punti di uscita dalla rete, le linee di misura con il solo misuratore venturimetrico sono 411 (118 CM e 290 OF), di queste circa il 18% presentano un solo

trasmettitore di pressione differenziale con notevoli limitazioni della rangeability (vedi Tabella 18). Circa 300 stazioni venturimetriche sono a servizio di city gate e circa 80 di utenze industriali.

Tabella 18 - Linee di Misura venturimetriche

	Trasmettitori doppio ΔP	Trasmettitore singolo ΔP	Solo registratore
Orefice fitting (OF)	256	34	4
	<i>Totali 290</i>		
Camera anulare (CM)	80	38	4
	<i>Totali 118</i>		

Sulle stazioni di misura in ingresso nella rete (i.e. importazione e stoccaggio) sono operativi 82 misuratori venturimetrici, pari a circa il 23% del volume totale immesso.

2.3.2 Campo di misura e di funzionamento dei misuratori

Per garantire le prestazioni metrologiche nominali dichiarate dal costruttore, ciascun misuratore deve funzionare all'interno del proprio campo di misura e al di sopra della portata di transizione per garantire le migliori prestazioni. Alcune condizioni impiantistiche e di esercizio possono condurre (sistematicamente o in particolari condizioni di funzionamento) all'impiego al di fuori di tale campo provocando: i) un aumento dell'incertezza di misura; ii) l'impossibilità di effettuare la misura durante la durata del sovraccarico (per alcuni strumenti come quelli venturimetrici); iii) la perdita permanente della funzionalità del misuratore o una sua accentuata deriva.

Le cause che più frequentemente ricorrono nel determinare queste condizioni sono:

- un'elevata variabilità giornaliera e/o stagionale dei volumi misurati nelle condizioni di riferimento;

- un’elevata variabilità delle condizioni di fornitura (con particolare riferimento alle variazioni di pressione);
- un errato dimensionamento del contatore o dell’impianto di misura rispetto alle effettive condizioni di funzionamento della linea;
- una limitata rangeability del misuratore (o del numero di misuratori nel caso di impianti con più linee);
- una non corretta gestione della linea di misura (e.g. mancato cambio di “linea stagionale” dove presente).

Nella progettazione degli impianti di misura, la norma UNI 9167:2009 al par.6.3.1 suggerisce che in condizioni di esercizio il fondo scala della linea di misura (Q_{max}) sia almeno pari al 110% della portata di picco erogata ($Q_{ero,max}$) e, nel contempo, la rangeability dei contatori sia tale da evitare condizioni in cui la portata minima erogata ($Q_{ero,min}$) sia inferiore alla portata minima del misuratore (Q_{min}); in altre parole è necessario che sia verificata la condizione:

$$Q_{min} < Q_{ero} < Q_{max} \quad (14)$$

dove la portata erogata in condizioni di esercizio Q_{ero} è funzione delle condizioni termodinamiche medie di fornitura (T, P) oltre che dei volumi erogati (V_s) nelle condizioni di riferimento ($T_s=288$ K, $P_s=1,013$ bar) e nel tempo h , secondo la relazione:

$$Q_{ero} = \frac{V_s}{h} \cdot \frac{P_s}{P} \cdot \frac{T}{T_s} \quad (15)$$

Dall’applicazione di detta relazione emerge che per garantire le migliori prestazioni dell’intero sistema di misura è necessario non solo che le portate istantanee nelle condizioni di riferimento siano limitatamente variabili, ma anche che le variazioni di pressione e temperatura siano il più possibile contenute. Qualora infatti, lo strumento di misura funzioni al di fuori del proprio campo di misura, l’incertezza di misura o, ancor peggio la funzionalità stessa dello strumento, risultano inevitabilmente pregiudicate.

In ogni caso, la norma UNI 9571-2:2017 prescrive che nella conduzione del sistema di misura si debba garantire per il corretto funzionamento dell'organo primario, che la portata erogata sia compresa nel campo di misura dello strumento. Attualmente le informazioni disponibili sul Verbale di Misura riguardano la sussistenza di ore di prelievo sotto i minimi di portata rilevabili. Per evitare situazioni di misura anomale il responsabile dell'impianto di misura dovrebbe adeguare l'assetto dell'impianto intervenendo su: i) il cambio linea stagionale (invernale/estivo); ii) la variazione pressione di misura; iii) il cambio assetto rete (e.g. la chiusura di alcune REMI in presenza di più ingressi).

Il cambio linea stagionale dovrebbe sincronizzarsi con l'attenuazione degli impianti di riscaldamento al termine della stagione invernale e con l'attivazione degli impianti all'inizio della stagione di riscaldamento. In realtà, per problemi di pianificazione degli interventi e anche al fine di evitare rotture o malfunzionamenti dell'elemento primario, il responsabile dell'impianto generalmente anticipa il cambio invernale e/o posticipa quello estivo rendendo maggiormente probabile un uso del misuratore al di sotto della portata di transizione e spesso anche di quella minima. In Tabella 19 è riportato il numero di cambi linea effettuati sugli impianti city gate al termine della stagione di riscaldamento nei mesi di aprile, maggio e giugno degli ultimi tre anni.

Tabella 19 – Cambi linea stagionali effettuati su impianti city gate volumetrici

	2017	2018	2019
Aprile	519	427	270
Maggio	1006	1009	972
Giugno	109	209	403
Totale	1634	1645	1645

Dai dati in tabella si può osservare che negli ultimi anni il numero di cambi linea ritardati (i.e. effettuati nel mese di giugno) sono aumentati considerevolmente e che, su 2955 impianti con doppia linea di misura, in circa 1300 impianti (circa il 44%) il

cambio linea non è stato effettuato. In analoga situazione viene riscontrata per le 265 linee venturimetriche installate sugli impianti city gate (vedi Tabella 20).

Tabella 20 - Cambi linea stagionali effettuati su impianti city gate venturimetrici

	2017	2018	2019
Aprile	56	58	33
Maggio	116	100	102
Giugno	15	25	29
Totale	187	183	164

Allo scopo di verificare che le condizioni di misura della portata sulla rete di trasporto siano conformi alle succitate condizioni, è stata condotta:

- un’analisi statistica sull’intera popolazione dei misuratori installati sui city gate relativamente alle portate quartorarie erogate in ciascuna linea di misura (circa 3600);
- un’analisi campionaria solo per alcuni city gate dell’influenza sull’errore di misura del cambio stagionale del contatore (circa 300).

L’analisi è stata limitata ai city gate in quanto queste utenze sono soggette a maggiori variazioni della domanda con conseguente necessità di cambio linea stagionale sulla base dei profili di prelievo attesi.

2.3.3 Analisi statistica delle portate misurate

In particolare sono state analizzate le seguenti portate alle condizioni di esercizio:

- le portate quartorarie medie giornaliere $Q_{ero,med}$
- le portate quartorarie massime giornaliere $Q_{ero,max}$
- le portate quartorarie minime giornaliere $Q_{ero,min}$

Successivamente in relazione al campo di misura di ciascun misuratore è stata determinata sulla base della Q_{max} , la portata di transizione Q_t , e minima Q_{min} che assumono una particolare importanza in quanto suddividono il campo di misura in zone per le quali di norma cambiano i valori di MPE (Massimo Errore Permessso).

In particolare in relazione alle rangeability tipiche delle tipologie di misuratori installati sulla rete di gas naturale Q_t è stata posta pari a:

- 0,1 Q_{max} per i misuratori a pareti deformabili (UNI EN 1359:2017 tab.1 [82]);
- 0,1 Q_{max} per i pistoni rotanti (UNI EN 12480:2018 tab.3 [83]);
- da 0.1 a 0.2 Q_{max} in funzione della rangeability per i misuratori a turbina (UNI EN 12261:2018 tab.5 [84]);
- da 0.1 a 0.2 Q_{max} in funzione della rangeability per i misuratori ad ultrasuoni (ISO 17089:2012 [85]).

Per i misuratori venturimetrici, non è stato possibile valutare le condizioni di funzionamento in quanto, nel database fornito dal trasportatore non sono disponibili i dati caratteristici del diaframma in uso (i.e. valore del coefficiente di restringimento β).

Nella successiva Tabella 21 si riportano le condizioni di funzionamento riscontrate per i misuratori presenti sulle linee di misura in termini di portata erogata minima $Q_{ero,min}$, media $Q_{ero,med}$ e massima giornaliera $Q_{ero,max}$. È stata anche analizzata la portata $Q'_{ero,med}$, ovvero la portata media giornaliera tra le ore 06.00 e le 21.00 (escludendo quindi le ore notturne). L'analisi statistica è stata effettuata: a)

tenendo conto degli eventuali cambi linea stagionali effettuati nel periodo investigato (i.e. di eventuali variazioni dei range di accettabilità delle singole misure); b) non considerando i valori di portata nulla; c) considerando il valore del $Ktvo$ costante nel giorno (i.e. calcolato sulla base di una temperatura e pressione media giornaliera). È stata inoltre valutata la portata media tenendo conto solo della fascia oraria 6-21.

Tabella 21 - Condizioni di funzionamento tipiche dei contatori volumetrici

Portata erogata Q_{ero}	$Q_{ero} < Q_{min}$	$Q_{min} < Q_{ero} < Q_t$	$Q_t < Q_{ero} < Q_{max}$	$Q_{max} < Q_{ero}$
Massima, $Q_{ero,max}$	2.9%	31.9%	63.9%	1.4%
Minima, $Q_{ero,min}$	49.9%	41.2%	8.7%	0.2%
Media, $Q_{ero,med}$	12.0%	51.5%	36.1%	0.3%
Media escluse ore notturne, $Q'_{ero,med}$	10.0%	46.0%	43.4%	0.6%

Dall'analisi dei dati delle portate erogate nei misuratori cosiddetti “volumetrici” (vedi Tabella 21) emergono numerose situazioni anomale; in particolare:

- circa il 2.9% delle misure trasmesse nell'anno 2018 presentano la portata massima giornaliera inferiore alla portata minima dello strumento ed il 31.9% compreso tra la portata minima e quella di transizione; ciò implica che circa il 35% delle misure risulta effettuato in condizioni non ottimali per il misuratore; questo conteggio esclude tuttavia i trafiletti quando il misuratore indica un valore di portata nullo; ne consegue che la rangeability di questi strumenti risulta presumibilmente inadeguata alla variabilità delle portate effluenti;
- circa il 12% (10%) delle portate medie giornaliere $Q_{ero,med}$ ($Q'_{ero,med}$) nell'anno 2018 sono inferiori alla portata minima dello strumento e circa il 51.5% (46%) risulta compreso tra la portata minima e la portata di

transizione; ciò implica che una parte rilevante degli strumenti installati potrebbe essere sovradimensionata rispetto alle necessità;

- solo una ridotta percentuale delle portate minime (0.2%) e massime giornaliere (1.4%) risulta superiore a quella massima dello strumento installato (questa situazione potrebbe essere ascrivibile anche alle variazioni di pressione e temperatura istantanea); questo fenomeno è comunque limitato a contatori di piccola taglia per lo più a rotoidi.

Questa analisi, sebbene significativa sulle condizioni di funzionamento dei contatori installati sugli impianti di riconsegna, andrebbe comunque estesa anche ai misuratori venturimetrici che costituiscono circa il 34% dei volumi misurati in uscita e a tutti i misuratori industriali.

2.3.4 Caso di studio 3 - Analisi campionaria delle condizioni di misura della portata

Allo scopo di valutare l'entità degli errori derivanti dalle condizioni di funzionamento non ottimali del misuratore è stato condotto uno studio sulle prestazioni di un campione di linee di misura di utenze civili durante il mese di maggio 2019 in cui generalmente viene effettuato il cambio stagionale. Il campione analizzato è composto di 345 linee di misura, di cui 127 venturimetriche e 218 volumetriche, scelte tenendo conto della loro significatività nel bilancio in termini di portata erogata e di numero di ore con prelievi al di sotto della portata minima dello strumento.

2.3.4.1 Linee volumetriche

Il campione delle linee volumetriche analizzato è costituito esclusivamente da misuratori a turbina.

Analizzando l'andamento dei prelievi orari e considerando la totalità delle portate orarie disponibili per il campione, è stato osservato che circa il 12% delle misure risulta inferiore alla portata minima dello strumento. In Figura 25 e Figura 26 vengono riportati il diagramma orario e le percentuali di misure inferiori alla portata minima, rispettivamente. Si osserva che nel campione in esame, le misure in condizioni non ottimali sono principalmente concentrate durante le ore notturne (i.e. contorno in blu a cui corrisponde la fascia oraria dalle 21.00 alle 6.00 del mattino).

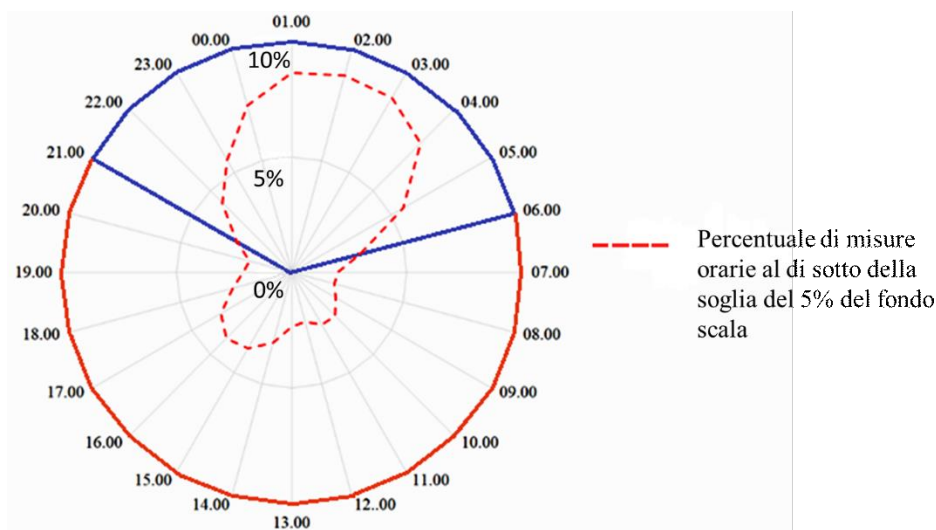


Figura 25 - Diagramma orario delle misure di portata al di sotto della soglia

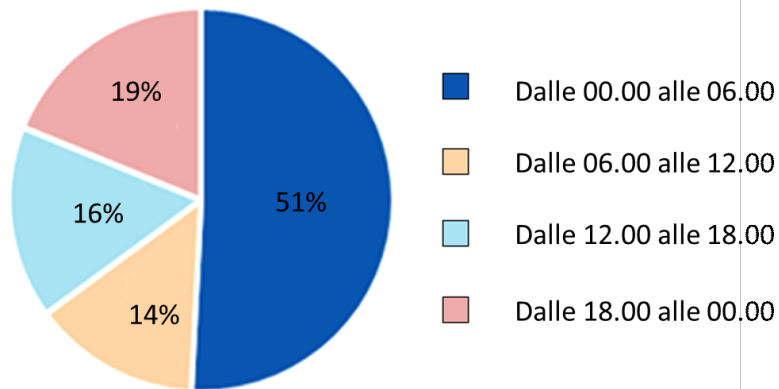


Figura 26 - Distribuzione delle misure al di sotto della soglia di portata minima per fasce orarie

Questa situazione è certamente amplificata dal mancato o ritardato cambio linea stagionale. Infatti, nel periodo oggetto di approfondimento, il cambio linea stagionale è stato effettuato solo in 64 dei 218 impianti volumetrici facenti parte del campione (circa il 29%).

Analizzando le curve tipiche dei misuratori a turbina, si riscontra che quando i valori di portata sono inferiori alla portata minima, l'errore di misura risulta più rilevante e generalmente negativo a causa di una maggiore incidenza delle forze d'attrito e d'inerzia associate al moto del rotore (vedi Figura 27).

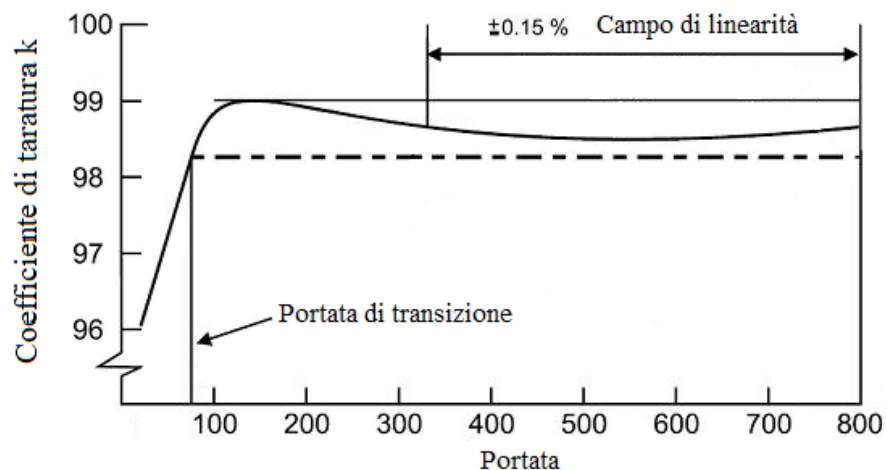


Figura 27 – Curva caratteristica di un misuratore a turbina

Per quanto detto, l'utilizzo di contatori a turbina sovradimensionati rispetto ai profili di prelievo, può determinare un errore negativo, ovvero una sottostima sistematica dei volumi transitati.

Per poter avere una maggiore evidenza di questo effetto (ovvero di quanto l'adeguamento del campo di misura può avere effetto sull'accuratezza del dato), è stato analizzato il cambio linea per un generico impianto REMI. A titolo di esempio, in Figura 28 e Figura 29 sono riportati gli andamenti delle misure medie orarie relative di un impianto sul quale è stato effettuato il cambio linea stagionale (linea blu prima e linea rossa dopo il cambio contatore). Dal grafico si evidenzia che prima del cambio linea, il funzionamento del misuratore era tendenzialmente incongruente con i prelievi in quanto mediamente al di sotto della portata di transizione e con prelievi notturni inferiori alla portata minima. Successivamente al cambio linea, si osserva la traslazione verso l'alto delle portate medie orarie misurate, con evidenza di un errore sistematico negativo circa pari al 50% del valore letto conseguente all'esercizio del misuratore ad una portata inferiore a Q_{min} .

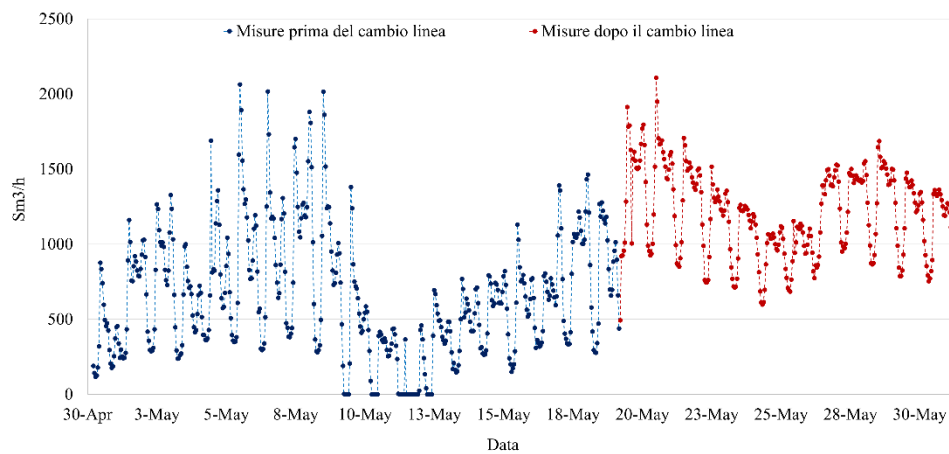


Figura 28 – Andamento delle portate orarie per un impianto di misura a cavallo del periodo in cui viene effettuato l'adeguamento della linea di misura

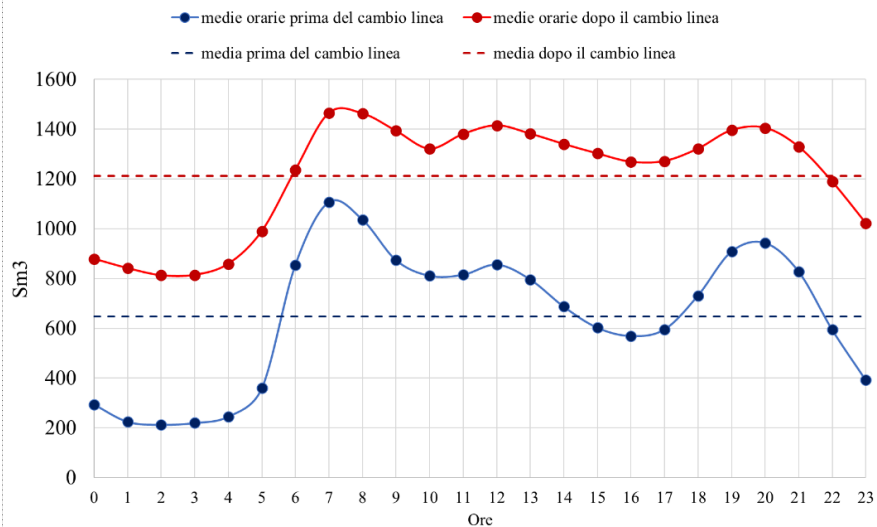


Figura 29 – Medie orarie delle misure realizzate dai due misuratori prima e dopo l'adeguamento stagionale della linea di misura

2.3.4.2 Linee venturimetriche

Analogamente è stato effettuato uno studio relativo all'analisi degli effetti del cambio linea stagionale per le linee venturimetriche. In Figura 30 è riportato il diagramma orario delle misure inferiori alla portata minima dello strumento registrate prima del cambio stagionale del diaframma. Si osserva, che nel campione in esame la misura è effettuata in condizioni non congruenti con le caratteristiche del misuratore, specialmente durante le ore notturne.

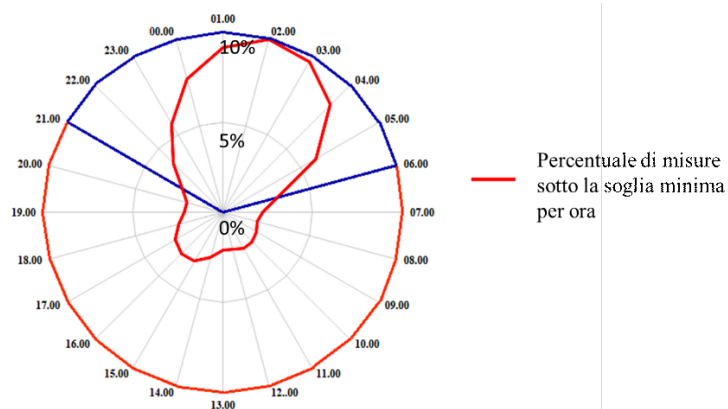


Figura 30 – diagramma orario delle misure di portata al di sotto della soglia minima

Analizzando l'andamento dei prelievi orari è stato osservato che circa il 23% delle misure rilevate è inferiore al 5% del valore di fondoscala del misuratore. Nel periodo oggetto di approfondimento, sono stati interessati da interventi di sostituzione del disco di misura 52 dei 127 impianti venturimetrici facenti parte del campione (circa il 40%).

In Figura 32 è riportato l'andamento delle misure medie orarie di un impianto sul quale era stato effettuato il cambio stagionale del diaframma (linea blu prima e linea rossa dopo il cambio contatore). È opportuno evidenziare che prima del cambio diaframma, il funzionamento del misuratore era inadeguato ai prelievi in quanto quasi sempre al di sotto della portata minima del misuratore. Anche in questo caso dai grafici è possibile chiaramente osservare la traslazione verso l'alto delle portate medie orarie misurate dovuta all'errore sistematico negativo (maggiore del 20% del valore letto) occorrente ad una portata inferiore alla Q_{min} dello strumento.

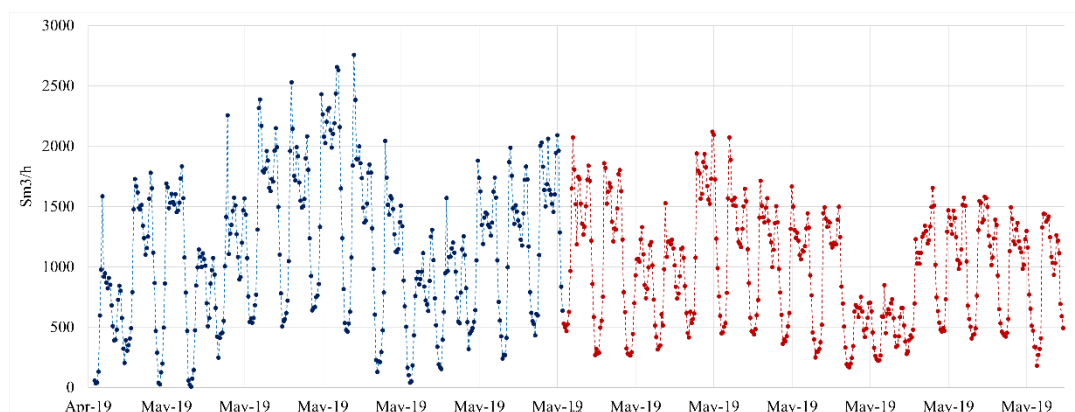


Figura 31 – Andamento delle portate orarie per un impianto di misura a cavallo del periodo in cui viene effettuato l'adeguamento del diaframma di misura

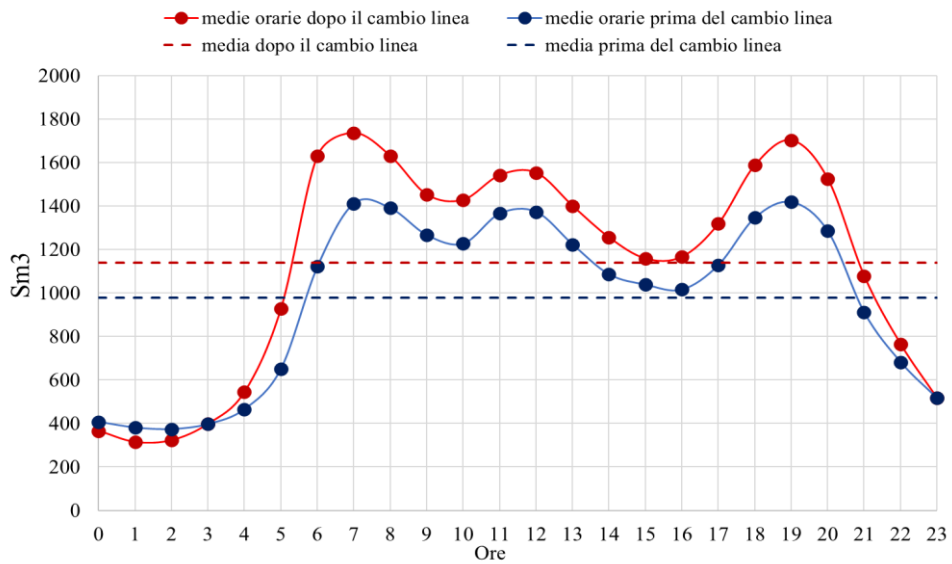


Figura 32 – Medie orarie delle misure realizzate dai due misuratori prima e dopo l'adeguamento stagionale del diaframma di misura

2.4 Influenza dell'umidità del gas naturale sul GNC

Nelle reti di trasporto del gas naturale è possibile riscontrare flussi di gas umido o “wet gas” (ovvero flussi bifase con prevalenza di gas per i quali la frazione liquida può contenere sia un solo componente, ad esempio solo acqua o solo idrocarburi, oppure una miscela di acqua ed idrocarburi), come rappresentato in Figura 33.

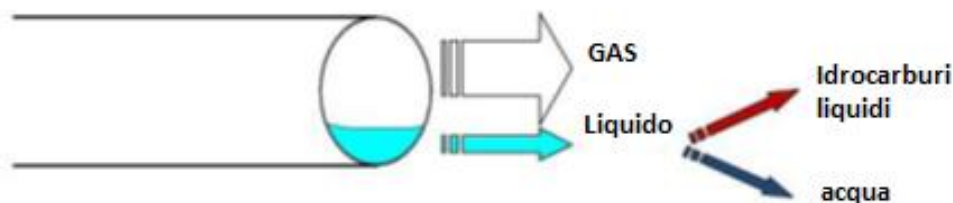


Figura 33 – Esempio di flusso bifase in condotte orizzontali

Questo fenomeno può essere presente in fase di estrazione dagli impianti di stoccaggio e nelle produzioni di gas naturale oppure determinarsi in conseguenza di particolari trasformazioni termodinamiche sulla rete (e.g. aumento della pressione o diminuzione della temperatura) con conseguente condensazione di vapore d'acqua o di alcuni idrocarburi già presenti in fase vapore.

In particolare, nei campi di stoccaggio presenti nella rete oggetto di studio, la fase di iniezione è generalmente concentrata nel periodo estivo tra aprile e ottobre mentre quella di erogazione (dove il gas viene prelevato dal giacimento, trattato e riconsegnato agli shippers attraverso la rete di trasporto) avviene da novembre a marzo. Durante la fase di erogazione occorre ottimizzare il drenaggio di acqua al fine di evitare vie preferenziali nell'avanzamento dell'acquifero con conseguente arrivo prematuro di acqua ai pozzi (vedi figura 34b). Infatti, in tutti i giacimenti si riscontra presenza di acqua (acquifero) sottostante al gas che può essere di fondo o laterale (vedi Figura 34).

L'acquifero esercita in giacimento una spinta di sostegno della pressione che è funzione delle sue dimensioni e delle caratteristiche fisiche. La condizione critica potrebbe verificarsi con maggiore probabilità nella fase finale dello svasso, quando richieste di volumi elevati potrebbero causare l'ingresso di acqua nel pozzo riducendone le prestazioni a seguito dello sbilanciamento del fronte d'acqua e provocare danneggiamenti in pozzo. Come noto, tale fenomeno è anche influenzato dall'elemento chiave della gestione di un campo di stoccaggio, il cosiddetto "cushion gas", ovvero il quantitativo minimo di gas che deve essere presente nel giacimento per consentire l'erogazione del working gas e contrastare la risalita dell'acquifero senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie del giacimento.

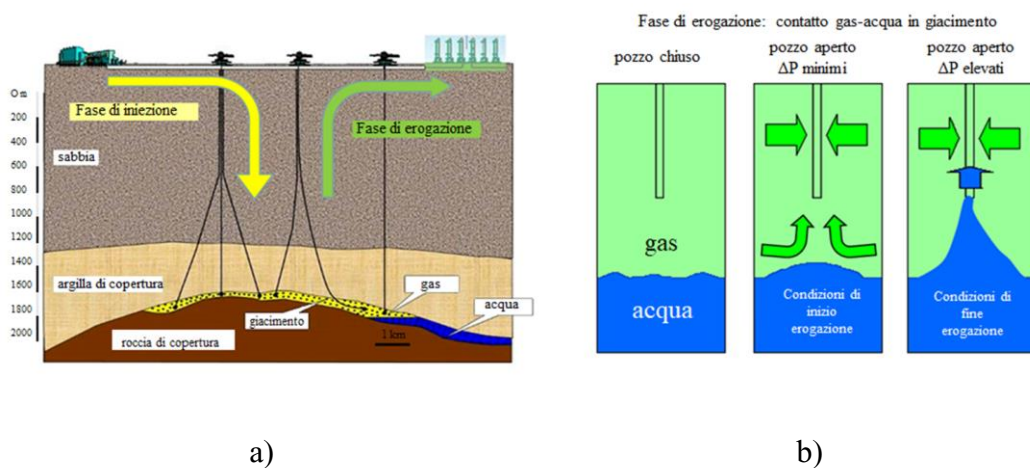


Figura 34 –Schema campo di stoccaggio (a). Contatto gas-acqua in giacimento (b)

Per quanto concerne invece la condensazione di vapor d'acqua o idrocarburi conseguente alle particolari trasformazioni termodinamiche eventualmente occorrenti nella rete è opportuno distinguere la trasformazione di raffreddamento a pressione costante (che comporta una condensazione per temperature del gas o delle pareti interne del condotto minori o uguali alla temperatura di rugiada) dalla trasformazione di compressione (che può dar luogo a condensazione per valori della pressione parziale del vapore superiori alla pressione di saturazione calcolata alla temperatura di esercizio del gas). Per evitare tali condizioni, il Codice di Rete adottato in Italia [12] prevede che il gas alle condizioni di esercizio deve rispettare i seguenti parametri: i) punto di

rugiada dell'acqua $\leq -5^{\circ}\text{C}$, alla pressione di 70 bar relativi, ii) punto di rugiada idrocarburi $\leq 0^{\circ}\text{C}$, nel campo di pressione tra 1 e 70 bar relativi. Inoltre, il gas trasportato non dovrebbe contenere tracce di acqua ed idrocarburi in forma liquida.

In presenza di fase liquida, la fase condensata può sia scorrere liberamente lungo il fondo del condotto sia essere dispersa come goccioline nella fase gassosa. In particolare la distribuzione delle fasi liquida e gassosa all'interno di una tubazione orizzontale può essere grossolanamente classificata come segue (vedi Figura 35 e Figura 36): i) flusso stratificato; ii) flusso stratificato-ondulato; iii) flusso transizionale; iv) flusso anulare o misto.

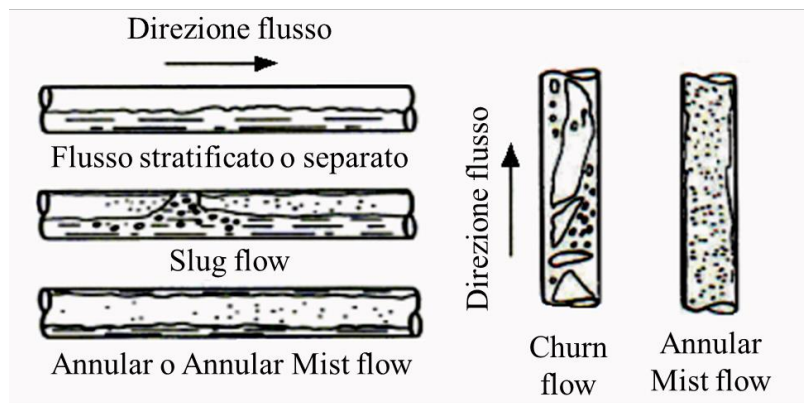
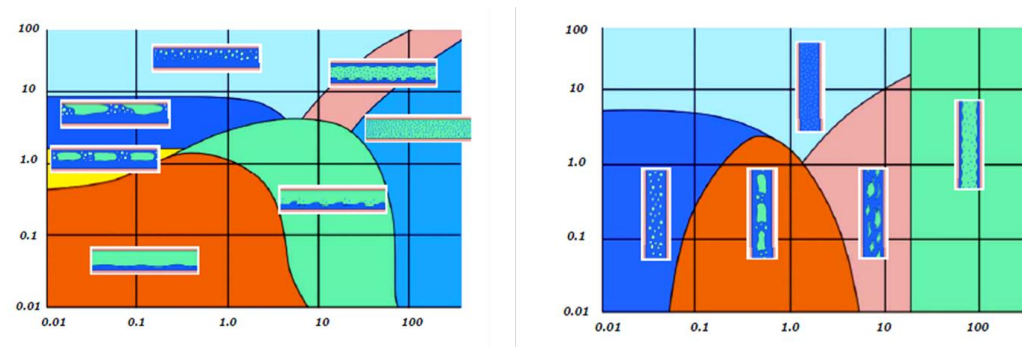


Figura 35– Regimi di flusso bifase in condotta orizzontale e verticale

Nel caso di flusso stratificato il gas naturale occupa la parte superiore del condotto ed il liquido scorre lungo il fondo del condotto con un'interfaccia liquido-gas piana, mentre nel flusso stratificato-ondulato questa interfaccia è ondulata. Nel flusso transizionale la velocità del gas è tale da sollevare il liquido dallo strato sottostante alla corrente del gas e può essere classificato come una transizione tra il flusso a onda stratificato e il flusso anulare in cui il liquido scorre come un film sulle pareti del tubo ed il gas scorre all'interno del liquido formando un nucleo centrale. Nei tubi orizzontali, l'effetto della gravità tende far accumulare più liquido sul fondo del tubo rispetto alle restanti pareti. In Figura 36 sono rappresentati i regimi di flusso bifase in

condotta orizzontale (Figura 36a) e verticale (Figura 36b) al variare delle velocità delle fasi liquida e gassosa.



a) Flusso orizzontale

b) Flusso verticale

Figura 36 - Tipologia di flusso bifase in condotti [3]

Tipicamente, nelle reti trasporto gas la cabina di misura presenta tubazioni orizzontali e le ridotte quantità di liquido eventualmente presenti possono determinare una condizione di flusso del liquido condensato al più di tipo stratificato o stratificato-ondulato.

La quantità di liquido condensato nel gas può essere indicata attraverso diversi parametri, quali ad esempio: i) la frazione di volume di gas come rapporto tra la portata volumetrica del gas e quella totale, ii) la frazione di volume di liquido come rapporto tra la portata volumetrica del liquido e quella totale, iii) il fattore adimensionale di Lockhart-Martinelli definito come segue:

$$X = \frac{\dot{V}_l}{\dot{V}_g} \sqrt{\frac{\rho_{liq}}{\rho_{gas}}} = \frac{1 - GVF}{GVF} \sqrt{\frac{\rho_{liq}}{\rho_{gas}}} \quad (16)$$

avendo indicato con \dot{V}_l e \dot{V}_g la portata volumetrica e ρ_{liq} e ρ_{gas} la densità (rispettivamente della fase liquida e gassosa) e con GVF la frazione di volume di gas nel flusso ($GVF = 1 - LVF$, con LVF frazione di volume di liquido nel flusso). Nelle reti di trasporto, il gas non dovrebbe contenere liquido e quindi si può ritenere che

anche in condizioni eccezionali il valore di LVF sia inferiore al 5% e, come conseguenza, il fattore di Lockhart-Martinelli sia sempre inferiore a 0.3.

2.4.1 La Misura del Gas Umido

La presenza di un flusso bifase negli impianti di misura può causare rilevanti errori sia nella misura della portata di gas, sia nella correzione in volumi standard. Nel seguito si riportano in dettaglio tali errori e l'influenza di essi sulla rete nazionale di trasporto del gas. Considerate le specifiche della qualità del gas trasportato, i sistemi di misura, anche in presenza di condizioni eccezionali di gas umido, sono sempre rappresentati da misuratori di gas convenzionali (e.g. venturimetrici e "volumetrici" ad ultrasuoni) e non sono presenti né misuratori di tipo bifase o multifase, né sistemi a singola fase con fattore di correzione.

L'entità dell'errore di misura conseguente alla presenza di gas umido dipende quindi in modo rilevante, oltre che dalla quantità di liquido condensato, da come le fasi liquida e gassosa sono distribuite all'interno del condotto di misura, dalla tipologia di misuratore (e.g. venturimetrici, ad ultrasuoni, a turbina) e dalla presenza di dispositivi ausiliari (e.g. separatori di condensa).

Per quanto concerne la tipologia di misuratori è opportuno evidenziare che:

- a) i misuratori di pressione differenziale (i.e. venturimetrici a diaframma, molto diffusi negli impianti di stoccaggio più vecchi) sono sensibili alla presenza di condense e tipicamente tendono a sovrastimare le quantità di gas misurate. Tale errore dipende dalle condizioni del flusso di gas umido, ovvero dalla quantità di condensa e può essere influenzato: i) dalla velocità del gas (tramite il numero di Froude del gas), ii) dal rapporto di restringimento beta, iii) dalla densità del

gas e dal suo rapporto con la densità del liquido, iv) da altre proprietà del fluido (e.g. tensione superficiale e viscosità).

Le correzioni tradizionalmente utilizzate per i misuratori a diaframma sono quelle proposte da Murdock (eq.17) e da Chisholm (eq.18) che presentano un'incertezza di circa $\pm 2\%$ [86] [87] [88] [89], avendo indicato con \dot{V}_{mis} la portata volumetrica misurata [90].

$$\dot{V}_g = \frac{\dot{V}_{mis}}{1 + 1.26 X} \quad (17)$$

$$\dot{V}_g = \frac{\dot{V}_{mis}}{\sqrt{1 + \left[\left(\frac{\rho_l}{\rho_g} \right)^{0.25} + \left(\frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^{0.25} \right] X + X^2}} \quad (18)$$

Da tali equazioni si evince chiaramente che la portata effettiva del gas è sempre sovrastimata rispetto a quella misurata (il cosiddetto over-reading) se non si ricorre ad una correzione della stessa. Attualmente sono disponibili in letteratura altre relazioni di correzione del volume misurato, più accurate ed applicabili nei diversi regimi di flusso (i.e. velocità e pressione)[90].

A titolo di esempio, in Figura 37 viene riportato l'effetto di over-reading al variare del contenuto di liquido e della pressione di esercizio per un misuratore venturimetrico con fattore di restringimento β pari a 0.4.

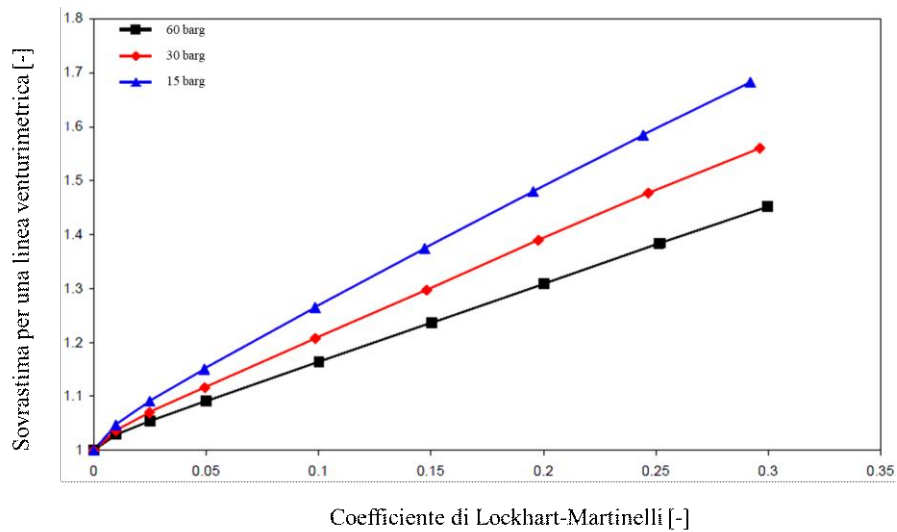


Figura 37– Effetto di “Over–reading” sui misuratori venturimetrici ($\beta=0.4$)

In ogni caso se le condizioni di condensa sono persistenti i diaframmi dovrebbero essere facilmente accessibili e controllati regolarmente per rilevare danni o erosioni. In ogni caso: i) le prese di pressione dovrebbero sempre trovarsi nella parte superiore del tubo (per garantire che i liquidi intrappolati nella linea di misura possano drenare nuovamente nel tubo), ii) le linee di raccordo dovrebbero essere mantenute il più corte possibile e isolate/riscaldate (per limitare la caduta di temperatura e la conseguente ulteriore condensazione), iii) dovrebbero essere sempre previsti separatori di condensa, iv) le tubazioni a monte dei misuratori di pressione differenziale dovrebbero essere progettate in modo tale che le curve o altre installazioni a monte del contatore favoriscano il flusso di liquido stratificato sul fondo del tubo [91].

- b) I misuratori a turbina non dovrebbero mai essere usati per misure di gas umido sia in quanto il misuratore può essere gravemente danneggiato da tali condizioni, sia perché la risposta del misuratore a tali condizioni è quasi del tutto imprevedibile;

- c) I misuratori ad ultrasuoni, pur essendo sensibili alla presenza di liquido non vengono generalmente compromessi nel funzionamento quando la presenza di liquidi è molto bassa.

A differenza dei misuratori a pressione differenziale (e in particolare dei diaframmi), per i misuratori ad ultrasuoni non esiste uno standard di costruzione, quindi i produttori hanno sviluppato diverse tecniche e modelli (e.g. clamp-on, a riflessione, multicorda, etc.) e i relativi software. In particolare, la presenza di liquido nel gas può determinare scattering delle onde ultrasonore, assorbimento di energia o, addirittura, che una parte dell'onda ultrasonora effettui il proprio percorso nel liquido. Ne deriva che ogni misuratore può avere una diversa risposta quando il gas è nelle condizioni di gas umido. Ad esempio, alcune prove effettuate su un misuratore ultrasuoni a 3-corde hanno dimostrato che fino ad un valore di $X=0.07$ è chiara la tendenza di un over-reading crescente, mentre per valori maggiori di X le misure sono più disperse, con anche alcuni valori sottostimati rispetto alla condizione di gas secco. Ulteriori prove effettuate su altri misuratori ultrasuoni 8'' (e.g. clamp-on a riflessione, 3-corde a riflessione, 4-corde) mostrano che per valori di $X<0.05$ l'over-reading rimane contenuto entro pochi punti percentuali, mentre per valori di $X>0.05$ l'over-reading può assumere valori anche molto elevati [89].

In termini generali, nel caso di flusso anulare o stratificato, la fase liquida scorre principalmente sul fondo del tubo e un film sottile di liquido può essere presente attorno alla superficie interna del condotto, mentre la fase gassosa fluisce al centro del condotto e sopra il liquido. In linea di principio, si determina quindi anche in questo caso il fenomeno dell'over-reading dovuto sia alla diminuzione della sezione di efflusso della fase gassosa che alla variazione del percorso di riflessione dell'onda ultrasonora (vedi Figura 38).

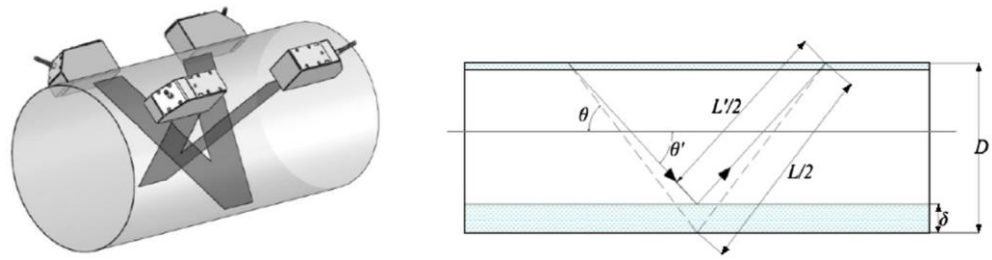


Figura 38– Effetto della presenza di fase liquida nella misura con ultrasuoni

Dalla Figura 38 si può notare che, in confronto con la misura del flusso di gas secco (linea tratteggiata), la presenza di fase liquida determina [92]: i) una riduzione dell'area di efflusso della fase gassosa, ii) una riduzione del percorso dell'onda ultrasonora da L a L' , iii) una riduzione dell'angolo di inclinazione dell'onda ultrasonora da θ a θ' .

Studi sperimentali presenti in letteratura sulla misura di gas umido in alta pressione (60 bar relativi) hanno stimato errori massimi fino anche al 15% con LVF pari al 5%, come rappresentato in Figura 39 [93]. Questo errore diminuisce ovviamente al diminuire del LVF ed all'aumentare della velocità e della pressione di esercizio. L'aumento della pressione determina infatti un aumento di densità del gas, con conseguente aumento della spinta di galleggiamento del liquido e della quantità di moto trasferita dal gas al liquido. In particolare, un valore di LVF=1% determina un errore variabile tra +1% in condizioni di flusso misto e +5% in condizioni di flusso stratificato [93].

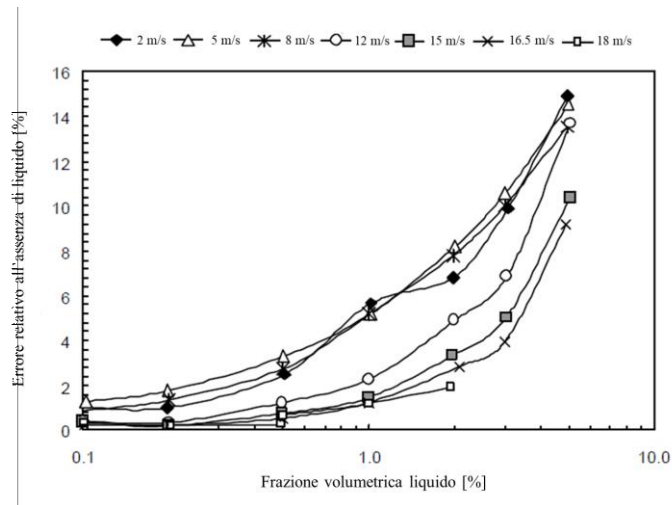


Figura 39 - Errore relativo al gas secco per un Misuratore US 6'' a 60 bar relativi e diverse velocità

Alcuni misuratori presentano sistemi di correzione automatici che rilevano il condensato ed il suo livello nella condotta, ad esempio mediante una corda verticale specificamente dedicata all'individuazione di strati di liquido anche molto sottili (vedi Figura 40).

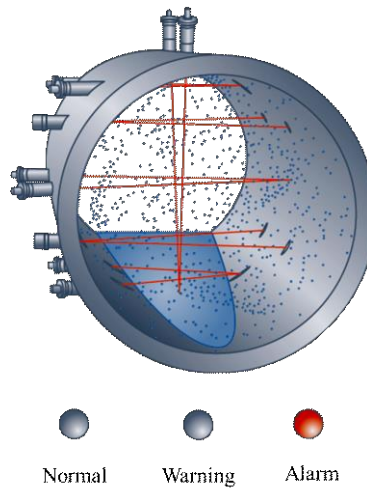


Figura 40– Sistema con corda verticale per l'individuazione di presenza di liquido sul fondo del condotto [Altosonic V12 Twin Krohne, multicorda con 6 coppie]

2.4.2 Influenza dell'umidità del gas sul fattore di compressibilità

Il wet gas può avere influenza anche sul calcolo del coefficiente di compressibilità Z , quindi, sulla correzione in volumi standard, essendo l'applicazione della norma UNI EN ISO 12213-2 limitata a miscele con concentrazioni d'acqua inferiori a 0.00015 in frazione molare.

L'indagine riguardante l'errore commesso al di fuori del suddetto campo, effettuata applicando la norma UNI EN ISO 20765-2 che presenta un campo di applicazione più ampio ha dimostrato che non esiste una significativa influenza dell'umidità del gas nella stima del coefficiente di compressibilità Z , nelle condizioni termodinamiche tipiche dello stoccaggio. Questa conclusione è tra l'altro confermata da diversi lavori di letteratura.

2.4.3 Influenza dell'umidità del gas sul GNC nella rete di trasporto

Come precedentemente descritto, la presenza d'acqua allo stato liquido all'interno delle condotte di misura influenza diversi aspetti del processo di misura della portata del gas naturale e della correzione in volumi standard. In particolare:

- per quanto concerne gli effetti sui misuratori di volume (ovvero sui misuratori venturimetrici e volumetrici a ultrasuoni), dalla letteratura scientifica emerge che, in presenza di fenomeni di condensazione, questi incorrono sempre in

- sovrastime sistematiche dei volumi che possono raggiungere e in alcuni casi anche valori molto elevati (superiori al 5%);
- per quanto concerne l'effetto sul calcolo del coefficiente di compressibilità Z , sembra non esistere una significativa influenza dell'umidità del gas nella stima del coefficiente di compressibilità Z , nelle condizioni termodinamiche tipiche dello stoccaggio.

Come già descritto nei paragrafi precedenti, la presenza d'acqua negli interstizi delle formazioni geologiche adibite a stoccaggio (tipicamente giacimenti esauriti o semi esauriti) crea le condizioni favorevoli affinché si riscontrino quantità anomale di vapore d'acqua in miscela. Ne consegue una maggiore incidenza di fenomeni di condensazione all'interno della condotta di erogazione attraverso la quale il gas viene prelevato dal giacimento e riconsegnato agli shippers attraverso la rete di trasporto. Per questo motivo è opportuno focalizzare l'attenzione sull'occorrenza di tali situazioni negli impianti di misura in erogazione agli impianti di stoccaggio.

Un ulteriore elemento di attenzione ai fini dell'influenza sul GNC della misura negli impianti di stoccaggio è rappresentato dall'andamento dei volumi erogati da stoccaggio negli ultimi anni che presenta un trend sempre crescente e costituisce un contributo rilevante alle immissioni totali nella rete (vedi Figura 41), generalmente compreso tra il 15-16% annuale con picchi mensili invernali talvolta superiori al 30%.

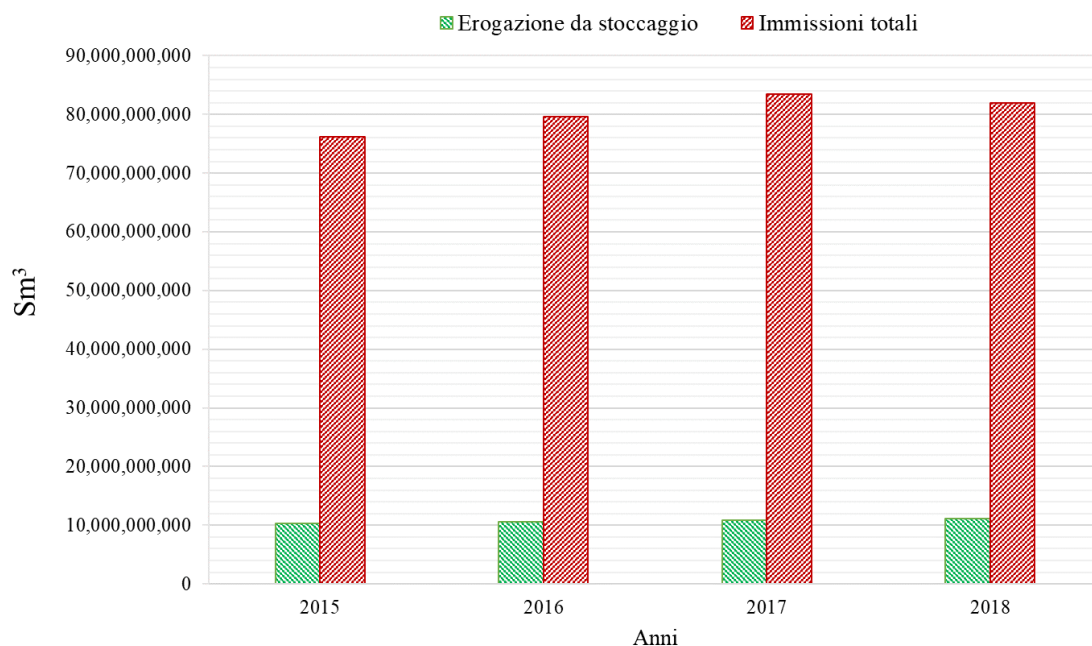


Figura 41 – Andamento delle quantità immesse nella Rete ed erogate da stoccaggio

In merito agli strumenti di misura installati, analizzando la situazione degli impianti di misura dei siti presenti nella rete osserviamo che, per quanto riguarda le linee di erogazione, sono presenti 55 linee venturimetriche su un totale di 7 impianti e 9 linee dotate di misuratori volumetrici a ultrasuoni in 2 impianti (Tabella 22).

Tabella 22 – Tipologia di elementi primari presenti sulle linee di erogazione degli impianti di stoccaggio

Impianto di Stoccaggio	N° linee erogazione	Elemento primario
Impianto#1	2	Venturimetrico
Impianto#2	8	Venturimetrico
Impianto#3	13	Venturimetrico
Impianto#4	7	Venturimetrico
Impianto#5	3	Ultrasuoni
Impianto#6	6	Venturimetrico
Impianto#7	5	Venturimetrico
Impianto#8	14	Venturimetrico
Impianto#9	6	Ultrasonico

Le linee di misura relative all'erogazione da stoccaggio si dividono quindi in venturimetriche e ultrasoniche e, considerando quanto descritto in merito agli effetti dei flussi bifase sulle diverse tipologie di misuratori, eventuali fenomeni di condensazione del vapore d'acqua presente nel gas possono comportare tendenzialmente la sovrastima delle erogazioni da stoccaggio nella rete di trasporto.

Prima dell'immissione in rete, il gas proveniente da stoccaggio subisce un processo di adeguamento agli standard qualitativi imposti dal codice di rete all'interno di un impianto di trattamento. Uno dei processi fondamentali ha lo scopo di eliminare l'umidità presente nel gas in uscita dal giacimento. In particolare, il trattamento del gas consiste nella riduzione del dew-point¹ in acqua e in idrocarburi, per impedire che nei gasdotti si abbia condensazione a seguito di una diminuzione di temperatura.

Allo scopo di ridurre il quantitativo d'acqua presente nella miscela gassosa, è possibile ricorrere a diversi processi che consentono la rimozione, parziale o totale, del vapore d'acqua, in particolare, gli impianti di trattamento si distinguono nelle seguenti tre categorie:

- impianti di disidratazione gas ad assorbimento, in cui, per la disidratazione del gas, viene utilizzato il glicole dietilenico o trietilenico (DEG, TEG). L'assorbimento dell'umidità contenuta nel gas viene realizzato mediante il semplice contatto fisico tra il gas umido e il glicole; quest'ultimo viene poi recuperato ed inviato a un circuito di rigenerazione per il successivo riutilizzo nel processo di disidratazione.
- impianti a Low Temperature Separator (LTS), in cui il gas viene disidratato attraverso appositi scambiatori, mediante processo fisico di espansione e

¹ È la temperatura di incipiente condensazione del vapore d'acqua contenuto in una miscela di gas. Può anche essere definita come la temperatura alla quale bisogna raffreddare una miscela di gas affinché condensi il vapore acqueo in essa contenuto. Per quanto detto, questo parametro rappresenta la massima temperatura alla quale l'acqua contenuta nel gas può condensare, quindi, qualora il gas si trovi ad una temperatura inferiore alla sua temperatura di rugiada, avremmo formazione d'acqua all'interno della condotta

raffreddamento e conseguente condensazione e separazione dei liquidi presenti.

- impianti a ciclo frigorifero, in cui il gas viene disidratato attraverso raffreddamento e conseguente condensazione e separazione dei liquidi presenti.

In Tabella 23 sono riassunte le diverse tecnologie di deumidificazione adottate nei nove impianti presenti nella rete oggetto di studio.

Tabella 23 – Tecnologia di deumidificazione adottata negli impianti di stoccaggio

Impianto di stoccaggio	Tecnologia di deumidificazione
Impianto#1	LTS
Impianto#2	TEG
Impianto#3	TEG
Impianto#4	TEG
Impianto#5	LTS
Impianto#6	DEG, Ciclo frigo
Impianto#7	TEG
Impianto#8	TEG
Impianto#9	TEG

Il largo utilizzo di glicole etilenico nei processi di deidratazione del gas naturale può comportare la presenza di concentrazioni di quest'ultimo nel gas in ingresso ai dispositivi di monitoraggio dell'umidità comportando potenzialmente problemi per la stima della stessa. Infatti la molecola di Glicole, come quella dell'acqua, grazie alla sua polarità si adsorbe facilmente sulle superfici interferendo con i principali principi di misura dell'umidità [95].

In particolare, nei sistemi di rilevazione a microbilanciamento di cristalli di quarzo, adottati nella totalità degli impianti, questo fenomeno può portare errori nella stima del dewpoint H₂O. Questi sistemi basano il loro principio di funzionamento sul rilevamento della modulazione della frequenza emessa da un cristallo di quarzo rivestito con specifico materiale igroscopico per la rilevazione di vapore acqueo. L'assorbimento del vapore acqueo sul rivestimento del cristallo causa un aumento della massa effettiva del sensore al quarzo. Questo fenomeno riduce la frequenza di risonanza del cristallo, direttamente proporzionale alla pressione parziale del vapore acqueo. Questi sistemi potrebbero rispondere alla presenza di glicole nel gas con una deriva verso il basso che potrebbe condurre ad una sottostima della temperatura di dewpoint. Tale effetto potrebbe inoltre non essere circoscritto alla sola durata del periodo di esposizione in quanto, a seguito della rimozione dell'agente chimico, lo strumento ripristina il proprio comportamento nominale con una certa inerzia risentendo degli effetti dell'esposizione precedente

2.4.3.1 Caso di studio 4 - Impianto di Stoccaggio Impianto#5

L'impianto di stoccaggio denominato Impianto#5 è il più recente tra i nove siti operativi nella rete che costituisce questo caso di studio ed è costituito da 3 linee con doppia catena di misura ad ultrasuoni con gascromatografo e sistema di misura del dew point H₂O e idrocarburi. In Tabella 24 si riporta la descrizione della stazione di misura.

*Tabella 24 – Consistenza della stazione di misura dell'impianto di stoccaggio
"Impianto#5"*

Descrizione	Costruttore	Modello	Campo di misura
Elemento primario ultrasuoni	Altosonic	V12 Twin	250÷14800 m ³ /h
Dispositivo di conversione	Summit	8800	-
Trasmittitore di pressione	Hart		10÷80 bar
Trasmittitore di temperatura	Hart		-20÷+60 °C
Gascromatografo	Yamatake	HGC 303	-
Misura Dew-point H ₂ O	Ametek	OLV-3050	0÷500 ppm
Misura Dew-point HC	Ametek	241	-20 ÷ 5 °C
Misura H ₂ S	Ametek	933	0 ÷ 20 ppm
Densimetro	Sarasota	SG901	0.4 ÷ 0.9 kg/m ³
Misura O ₂	Adev	EC9600	0 ÷ 1000 ppm

L'impianto#5 ha iniziato la sua prima campagna di erogazione nel mese di gennaio 2017 (vedi Figura 42).

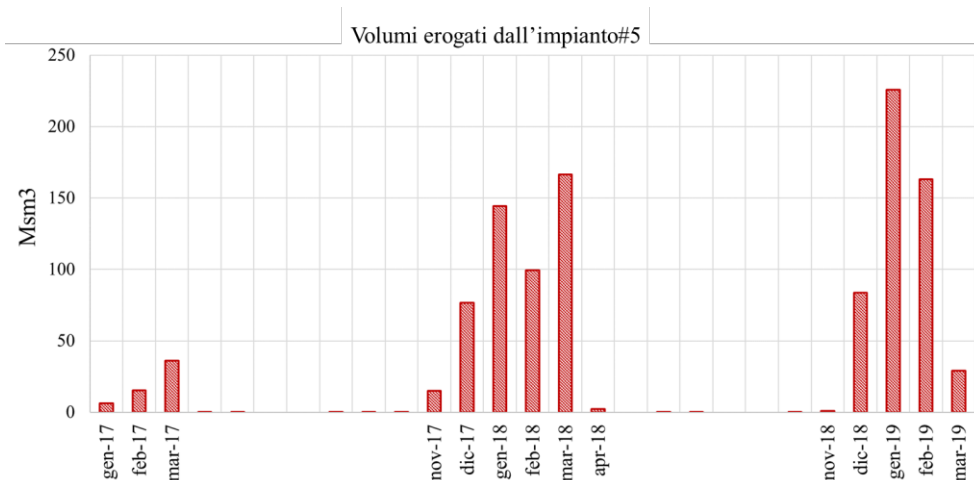


Figura 42 – Volumi erogati dall'impianto#5 (2017-2019)

L'impianto#5 rappresenta quindi un elemento di discontinuità con l'anno precedente ed è entrato in funzione nell'anno in cui è stato registrato un importante aumento del GNC sulla rete di trasporto analizzata (Figura 43).

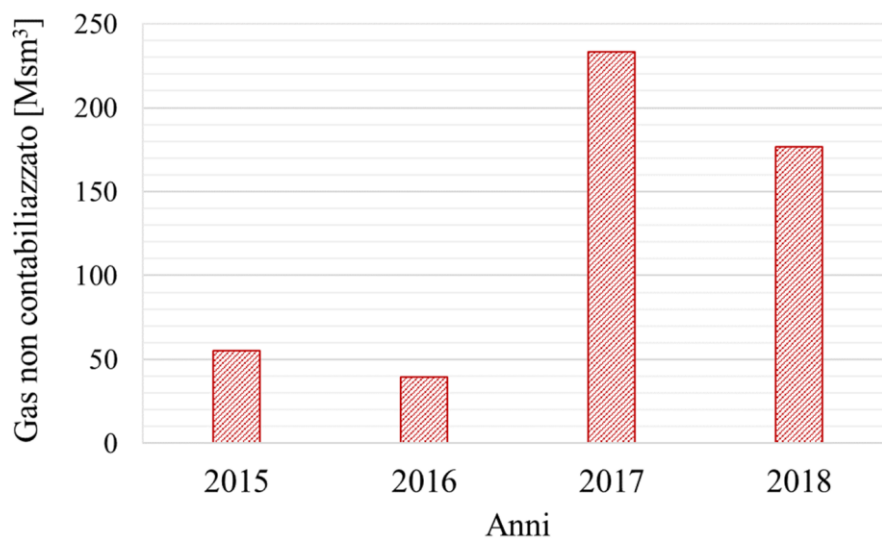
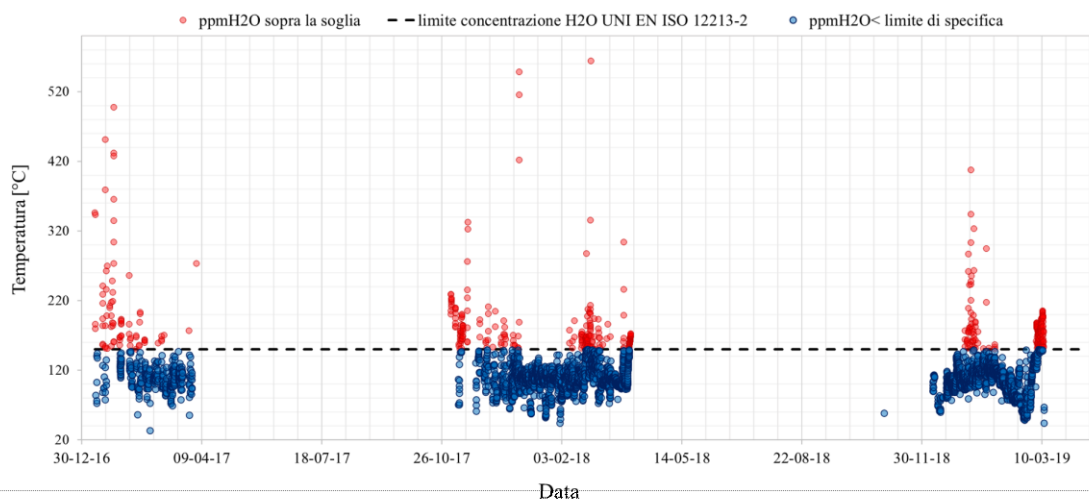


Figura 43 – Andamento del GNC (2015-2018)

Si sottolinea, inoltre, che le problematiche relative alla presenza di un quantitativo eccessivo di condensato sono più rilevanti in un impianto appena entrato in funzione e non ancora in condizioni di funzionamento a regime, specialmente in relazione agli impianti ausiliari di trattamento del gas proveniente dai pozzi, come risulta dall'andamento della concentrazione di vapore d'acqua nel gas immesso in rete.

Nel grafico in Figura 44 è riportato l'andamento della concentrazione di condensato nel gas erogato in parti per milione. Si osserva che nei tre periodi di erogazione dall'inizio del suo esercizio, viene spesso superato il limite di 150 ppm (linea tratteggiata in figura), oltre il quale la norma UNI EN ISO 12213-2 restituisce incertezze maggiori. In rosso sono riportati i rilievi orari che superano la soglia imposta dalla norma. Tipicamente i valori di concentrazione del vapore d'acqua nel gas naturale circolante in rete sono largamente al di sotto di tale soglia.

Figura 44 – Concentrazione condensato nel gas erogato dall'impianto#5



Come anticipato nei paragrafi precedenti, il rischio maggiore in questi impianti, considerando anche i misuratori utilizzati nella stima dei volumi, è la formazione di condensa all'interno della condotta, strettamente legata all'andamento della temperatura di dew point. A tal proposito si osserva che, nei tre periodi di erogazione, a partire dalla data di messa in esercizio fino a marzo 2019, l'impianto#5 ha operato per un gran numero di ore al di sopra del limite di specifica di $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ imposto dal codice di rete per la temperatura di dew point. Nello specifico, è stata registrata una temperatura di dew point maggiore del limite per il 57% delle ore di funzionamento dell'impianto, corrispondenti ad un volume erogato di $627,387,416\text{ Sm}^3$. In

Tabella 25 è riportata un'analisi delle condizioni di erogazione riferita al triennio 2017-2019.

Tabella 25 – Analisi dei volumi erogati dall’impianto#5

Volume totale erogato nel periodo, Sm3	1,106,493,253
di cui erogato a Tdewpoint >-5°C	627,387,416
di cui erogato a Tgas < Tdewpoint	10,314,324
di cui erogato con condensato >150 ppm	82,512,197

Nel grafico in Figura 45 sono riportati dati orari delle temperature di dew point e del gas per l’intero periodo di funzionamento dell’impianto#5. Quando la temperatura del gas scende al di sotto della temperatura di dew point può registrarsi la formazione di condensa in condotta. In Figura 46 è invece riportato l’andamento della temperatura di dew point per il secondo periodo di erogazione da novembre 2017 a aprile 2018 (in rosso sono evidenziate le misure che ricadono al di sotto di tale specifica).

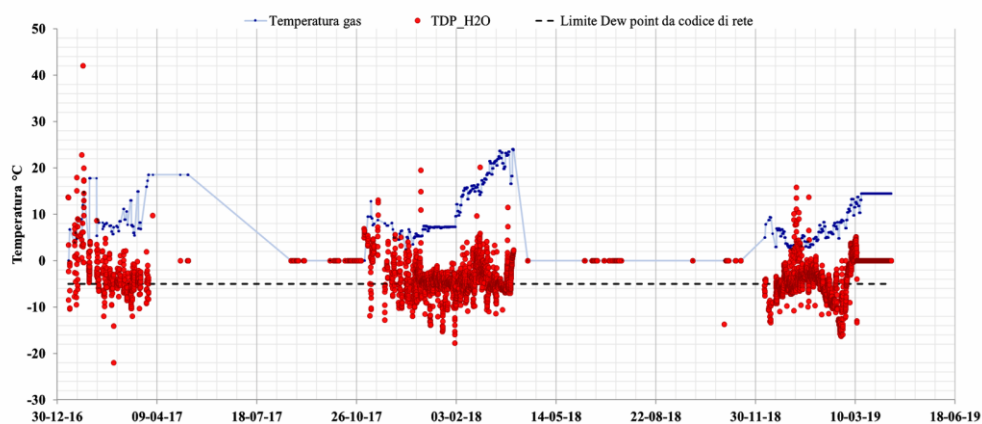


Figura 45 – Andamento delle temperature del gas e di dew point misurate nell’impianto#5

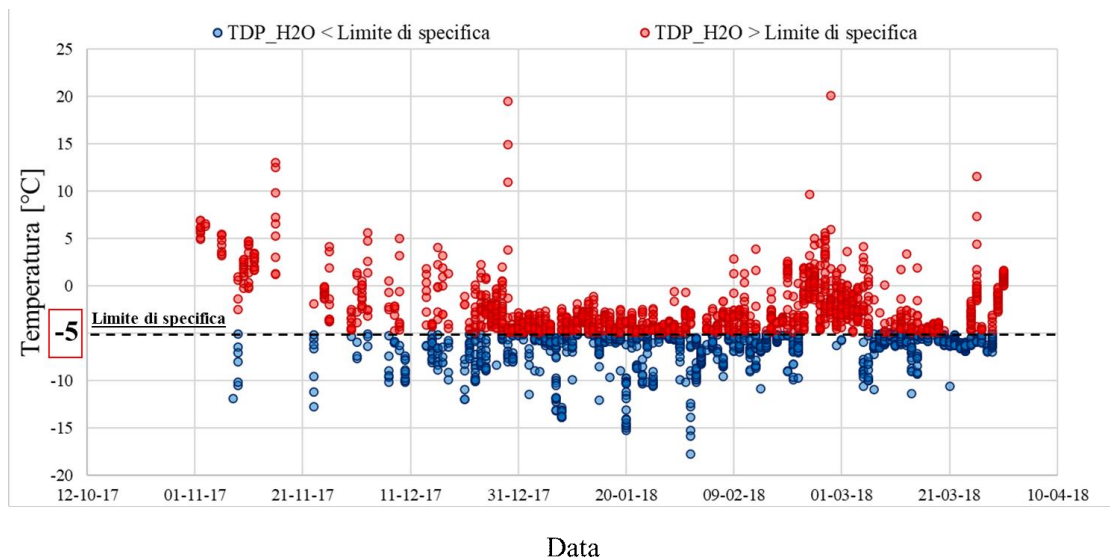


Figura 46 - Andamento delle temperature di dew point misurate presso l'impianto#5 nel periodo nov 2017-mar 2018

Si noti che la temperatura del gas (linea blu nel grafico in Figura 45) presenta un andamento costante per lunghi tratti. Ciò è dovuto a problemi con il dato di misura estratto dal database che presenta numerosi valori non validi e per i quali è stato considerato l'ultimo dato valido precedente. Anche nel dataset contenente le misure di volume è stato riscontrato un certo numero di misure assenti, le cui cause meriterebbero un approfondimento in quanto potrebbero essere dovute sia ad errori di trasmissione sia a tentativi di acquisizione del dato di misura falliti proprio a causa della presenza d'acqua allo stato liquido in condotta.

Tabella 26 – Analisi della continuità del dato di misura

totale misure orarie	5950
totale errori misura portata	784
in percentuale	13.18%

2.4.4 Potenziale impatto sul GNC

Da quanto sopra riportato, è possibile effettuare una stima dei volumi potenzialmente affetti da un errore positivo dovuto a presenza di condensato nel condotto.

A partire dalla prima campagna di erogazione (gennaio 2017), nella rete sono stati immessi 1,065,253,808 Sm³ di gas naturale dall'impianto di stoccaggio "impianto#5". Per quanto detto, circa il 13% del volume immesso potrebbe essere stato misurato in condizioni di gas umido tali da determinare una potenziale sovrastima. In Tabella 27 sono riportate le potenziali sovrastime in caso di un errore +5% e +10%.

Tabella 27 – Potenziali sovrastime dei volumi erogati dall'impianto#5

	2017	2018	2019
Volumi totali erogati (Sm ³)	1.50E+08	5.00E+08	4.60E+08
Volumi erogati in condizioni non ottimali (Sm ³)	1.90E+07	6.50E+07	6.00E+07
Potenziale sovrastima con errore +5% (Sm ³)	9.70E+05	3.20E+06	3.00E+06
Potenziale sovrastima con errore +10% (Sm ³)	1.90E+06	6.50E+06	6.00E+06

Dai dati in tabella si riscontra il significativo incremento dei volumi erogati dall'impianto#5 negli ultimi due anni, con una sovrastima potenziale dei volumi variabile da tre a sei milioni di metri cubi per anno con conseguente GNC positivo.

2.5 Influenza della misura della temperatura del gas sul GNC

La misura della temperatura di un fluido, sia in condizioni stazionarie che dinamiche, presenta numerose criticità derivanti dai complessi scambi di energia tra il sensore e l'ambiente che lo circonda. In particolare, un sensore per la misura della temperatura di un flusso gassoso in un condotto chiuso può scambiare energia, oltre che con il gas di cui si desidera misurare la temperatura, anche con le pareti del condotto e con l'ambiente esterno quando questi si trovino ad una temperatura diversa da quella del flusso gassoso [96].

Lo scambio termico convettivo tra fluido e sensore, normalmente montato ortogonalmente al fluido (cross flow) al fine di massimizzare lo scambio, è spesso accompagnato sia da scambi termici radiativi tra il sensore e le pareti del condotto che da scambi termici conduttivi attraverso lo stelo. Come effetto secondario, generalmente trascurabile, è presente anche lo scambio termico convettivo tra i supporti del sensore e l'ambiente esterno. Per quanto detto, sia in condizioni di equilibrio, che dinamiche, la temperatura misurata dalla sonda potrà essere sensibilmente diversa da quella del gas.

Al fine di comprendere meglio le diverse cause di errore associate ai tre meccanismi di trasmissione dell'energia termica, si considerino i tre schemi in Figura 47. Ipotizzando idealmente che non esista contatto tra il sensore di temperatura e le pareti del condotto (Figura 47a), avremmo uno scambio convettivo tra il flusso di gas e il sensore sospeso nella corrente e uno scambio radiativo tra il sensore e le pareti del condotto esposte all'ambiente esterno.

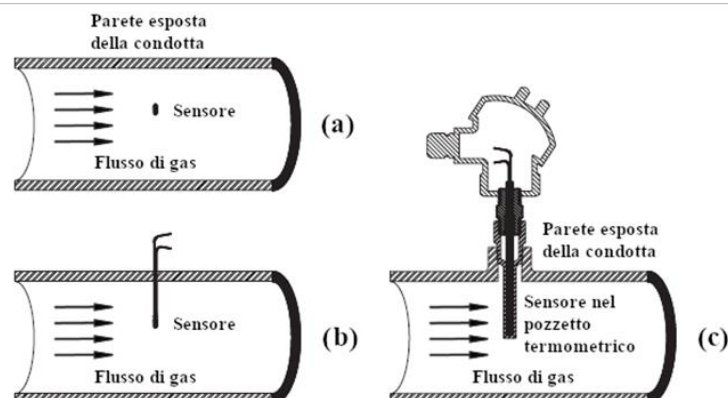


Figura 47 – Sezione del tubo che mostra tre possibili configurazioni per la misura della T: a) assenza di conduzione con la condotta b) presenza conduzione attraverso i fili del sensore c) presenza di conduzione attraverso il pozzetto termometrico [97]

In Figura 47b, sono stati aggiunti i cavi necessari alla trasmissione del segnale di misura al flow computer per la conversione dei volumi. Ciò comporta l'instaurazione di un contatto e quindi di uno scambio conduttivo tra il sensore e la tubazione che può determinare una significativa influenza sulla misura. In Figura 47c, è stato infine aggiunto il pozzetto termometrico, nonché un sistema di protezione per la testa del sensore. Nelle applicazioni industriali, infatti, viene utilizzato un pozzetto termometrico sia per proteggere l'elemento sensibile dalla corrente fluida (e.g. corrosione, abrasione, urti, flessione, compressione), sia per consentire un'agevole sostituzione e verifica delle sonde (i.e. permettere di smontare lo strumento durante l'esercizio senza per questo interrompere la fornitura). In questa configurazione, essendo aumentata l'area di contatto tra strumento e condotta, il contributo conduttivo assume un maggiore rilievo nel bilancio globale sul sensore. In questa configurazione, peraltro, viene meno il contatto diretto della sonda di temperatura con il gas. Per quanto detto, l'utilizzo di un pozzetto termometrico, ha un'influenza negativa sia sul tempo di risposta dello strumento, sia sulla accuratezza della stessa misura.

I requisiti di progettazione meccanica del pozzetto termometrico, infatti, sono generalmente contrastanti rispetto alle necessità metrologiche dello stesso. Ad

esempio, a causa dei requisiti di resistenza a flessione, nonché dei noti problemi di risonanza del pozzetto (i.e. la frequenza naturale dovrebbe essere sufficientemente maggiore della frequenza indotta dai vortici che si generano sul pozzetto stesso) che richiederebbero pozzetti corti e spessi [98]. Condizioni quest'ultime che determinano un aumento degli errori statici (pozzetti corti) e dinamici (pozzetti spessi). Dal solo punto di vista metrologico, pertanto, l'utilizzo di un pozzetto termometrico dovrebbe essere evitato in quanto la sonda nuda presenta sempre un migliore tempo di risposta ed un migliore "effetto aletta".

In Figura 48 viene riportata una schematizzazione delle tipiche condizioni di installazione di sonde e pozzetti e delle diverse tipologie di connessione.

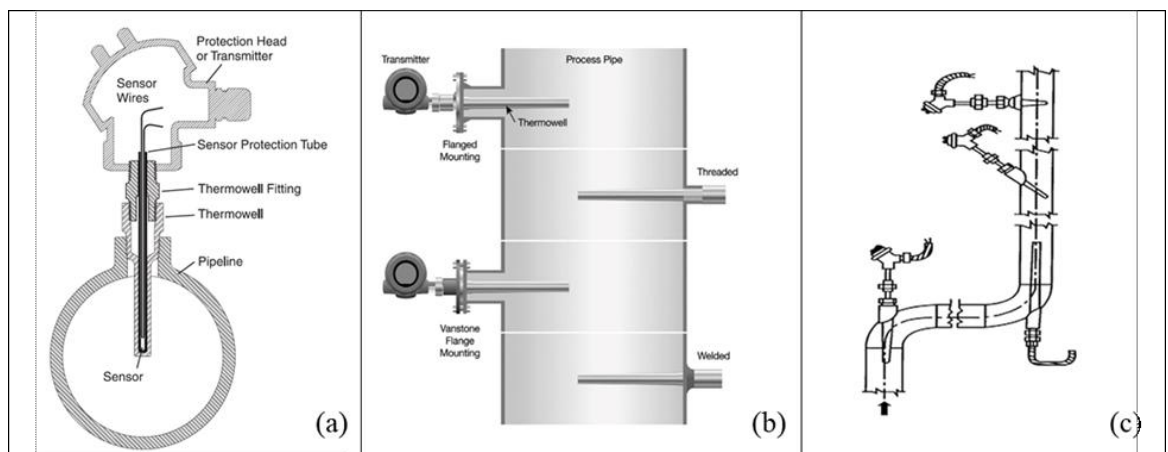


Figura 48 – Condizioni di installazione dei pozzetti: a) assemblaggio sonda-pozzetto; b) connessione pozzetto-condotto; c) posizionamento pozzetto

Allo scopo di ridurre l'effetto conduttivo tra il sensore e le pareti del condotto, non è conveniente agire sul coefficiente di conduzione termica del pozzetto termometrico in quanto, una riduzione di quest'ultimo avrebbe conseguenze negative sul coefficiente di scambio convettivo aumentando i tempi di risposta e quindi determinando una minore sensibilità del sensore alle variazioni di temperatura del gas

in condotta. Per quanto detto, la scelta dell'assemblaggio sonda-pozzetto, della sua lunghezza e forma e, infine della posizione e connessione del pozzetto sono estremamente importanti ai fini dell'accuratezza della misura.

Per quanto concerne l'assemblaggio, è essenziale garantire il buon contatto termico della sonda con il pozzetto termometrico. In particolare è necessario garantire che la punta del sensore sia a contatto con la parte inferiore del pozzetto. Alcune configurazioni prevedono sensori caricati con una molla per garantire il migliore contatto in qualunque condizione di installazione e orientamento (e.g. montaggio verticale dal basso). Anche il gioco radiale sonda-pozzetto dovrebbe essere il più possibile limitato in quanto l'aria stessa funge da isolante termico; a questo scopo, l'utilizzo di paste o oli conduttivi può in parte mitigare questo effetto.

Sul mercato esistono diverse forme dello stelo del pozzetto: rastremati, dritti o a gradini. Le prestazioni termiche e meccaniche del pozzetto variano anche in base alla forma dello stelo: uno stelo conico o a gradino, sebbene leggermente più costoso, fornisce una risposta più rapida, genera minori perdite di carico ed è meno sensibile all'errore di conduzione ed all'effetto delle vibrazioni. Le opzioni più comuni di connessione del pozzetto alla condotta sono:

- pozzetti filettati (che sebbene consentano una più facile installazione e rimozione, presentano limiti nella pressione massima e sulle perdite emmissive);
- pozzetti saldati (utilizzati soprattutto in applicazioni con flusso ad elevate velocità, temperatura e pressione);
- pozzetti flangiati (utilizzati soprattutto in ambienti corrosivi ed elevata velocità, temperatura e pressione).

Come noto, le vibrazioni del pozzetto indotte dal flusso di gas possono rappresentare un problema per tubazioni con diametro superiore a 300 mm; in questo caso sono utilizzati pozzetti conici anziché cilindrici. Inoltre, per migliorare l'accuratezza di misura è fondamentale ottimizzare la profondità di immersione della sonda all'interno del condotto. A riguardo, la norma EN ISO 15970:2014 [99] suggerisce una profondità di immersione pari a circa 1/3 del diametro interno nominale, misurato a partire dalla parete interna. Inoltre, quando una profondità di

immersione tra i 75mm e i 100mm supera i 3/4 del diametro nominale del tubo, è consentita l'installazione con un'inclinazione a 45° rispetto alla direzione del flusso o in una curva del tubo (Figura 48c); situazione quest'ultima poco raccomandabile nel caso di misura della temperatura del gas nei dispositivi di correzione per il vincolo esistente nella maggior parte dei dispositivi di portata sul numero di tratti rettilinei a monte e a valle del misuratore di portata. La maggiore distanza del pozzetto dal misuratore di portata può infatti dar luogo ad un ulteriore errore sistematico per il progressivo riscaldamento/raffreddamento del fluido, soprattutto quando la temperatura del gas cambia notevolmente a causa dei gradienti termici con l'esterno. Infine, per ottenere una riduzione dello scambio radiativo tra la condotta e il sensore, è necessario minimizzare l'emissività superficiale del pozzetto termometrico. Tipicamente, i pozzetti utilizzati nella misura di temperatura all'interno delle condotte di trasporto del gas naturale, sono realizzati in acciaio inossidabile lucidato. Nonostante questo accorgimento, non essendo possibile conoscere il reale stato di usura dei pozzetti termometrici in esercizio sulla rete di trasporto, non è possibile ritenere trascurabile il contributo radiativo della condotta laddove la differenza di temperatura tra la superficie della stessa e quella dell'elemento sensibile diventa rilevante.

Alcuni studi specifici del settore gas sull'influenza delle condizioni di installazione sull'accuratezza della misura sono stati recentemente condotti esclusivamente su pozzetti flangiati attraverso un'analisi numerica CFD del campo di temperatura al variare delle condizioni di flusso [100] e attraverso un'analisi sperimentale su condotti da 3, 8, e 24'' con errori stimati inferiori a $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ ad una velocità del gas di 1 m/s [101] [102].

L'entità degli errori di misura della temperatura dipende, oltre che da problematiche strettamente strumentali, da specifici aspetti termofluidodinamici di installazione [103] quali: a) la differenza tra la temperatura del gas e quella esterna (variazione del valore della temperatura media tra monte e a valle del contatore); b) la lunghezza di immersione e il diametro dello stelo; c) la differenza tra la temperatura media radiante della condotta e la temperatura del gas; d) il rapporto tra la conduttanza

radiativa e convettiva (in cui giocano un ruolo essenziale le velocità del gas e l'emissività della sonda/pozzetto) e) eventuale distorsione del profilo di temperatura all'interno della condotta (i.e. stratificazione di temperature dall'alto verso il basso); f) il coefficiente di dilatazione isobaro del gas. Nel caso di condizioni non stazionarie, la capacità termica del pozzetto può avere un'influenza significativa.

2.5.1 Modello teorico della misura di temperatura del gas in un condotto chiuso

Gli errori di misura relativi allo scambio termico conduttivo e radiativo sul pozzetto derivano dalla differenza di temperatura tra il gas naturale e la temperatura del condotto. Questa differenza si determina nelle stazioni di regolazione e misura laddove la tubazione viene portata fuori terra, per consentire l'ingresso nella stazione di regolazione e misura (oltre che nei punti di odorizzazione, immissione PIG, etc). Per tale motivo la sezione di misurazione e l'attrezzatura installata sul tubo stesso sono soggetti al riscaldamento o raffreddamento per le condizioni meteorologiche esterne, in special modo nelle stazioni di misura collocate all'esterno dove anche lo scambio radiativo solare contribuisce notevolmente rispetto ai soli flussi termici convettivi con l'aria esterna. In tal caso è necessario valutare ed eventualmente attenuare rispetto al flusso termico convettivo tra pozzetto e gas naturale: a) il flusso termico conduttivo tra l'estremità libera del sensore e l'estremità del pozzetto fissata alla parete del condotto; b) il flusso termico radiativo tra pozzetto e condotta; c) eventuali dissimmetrie del profilo termico; d) differenze tra la misura di temperatura nella sezione del misuratore di portata e la sezione in cui è collocato il pozzetto.

2.5.1.1 Errore dovuto agli scambi termici conduttivi e convettivi lungo il pozzetto

Un modello semplificato per valutare l'errore sistematico di misura associato all'immersione del sensore può essere ottenuto assumendo che il pozzetto termometrico sia costituito da un “sottile” stelo cilindrico fuoriuscente dalla parete di un condotto. Nel caso in cui il gas è ad una diversa temperatura rispetto a quella del sensore, una potenza termica viene trasmessa per conduzione attraverso la lunghezza del pozzetto alla parete del condotto. Inoltre, sulla superficie laterale del pozzetto è presente anche un fenomeno di scambio termico superficiale, dovuto all'azione in parallelo di convezione ed irraggiamento.

Nelle ipotesi semplificative di: i) materiale costituente il pozzetto omogeneo ed isotropo; ii) assenza di gradienti radiali di temperatura nello stelo $T=T(x)$; iii) conduttanza unitaria superficiale ($h=h_c + h_r$) costante ed uniforme su tutta la superficie di scambio, iv) assenza di irraggiamento, si può scrivere la seguente equazione di bilancio per il concio elementare di lunghezza dx :

$$k A \frac{d^2 T}{dx^2} = h P (T_g - T) \quad (19)$$

avendo indicato con:

- k la conducibilità media del pozzetto e dello stelo del sensore ($\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$);
- h il coefficiente di scambio termico convettivo ($\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$);
- A l'area della sezione retta del pozzetto (m^2);
- P il perimetro del pozzetto (m);
- T e T_g la temperatura del pozzetto e del gas nella generica sezione x (K)

La superficie laterale del cilindro-pozzetto è stata assunta quale area di scambio termico tra sensore e fluido, avendo trascurato, per semplicità, lo scambio termico che interessa la sommità dello stelo. La relazione (19) può essere riscritta come segue:

$$\frac{d^2T}{dx^2} = \frac{hP}{kA} (T_g - T) = \frac{2\pi r h}{\pi r^2 k} (T_g - T) = \frac{2h}{rk} (T_g - T) \quad (20)$$

Facendo riferimento alle condizioni al contorno di un'aletta con estremità adiabatica, integrando l'equazione differenziale (20) con le seguenti condizioni al contorno: i) $dT/dx=0$ per $x=L$; ii) $T=T_w$ per $x=0$, nell'ipotesi di monodimensionalità si ottiene la relazione:

$$T - T_g = \frac{\cosh[m(L-x)]}{\cosh(mL)} (T_w - T_g) \quad (21)$$

avendo indicato con:

- $m = \sqrt{2h/(kr)}$ (m^{-1});
- T = temperatura del pozzetto (K);
- T_w = temperatura della parete del condotto (K);
- x = distanza dalla parete del condotto (m);

L'equazione (21), all'estremità del pozzetto termometrico (i.e. $x=L$) restituisce la seguente relazione per l'errore sistematico E_T di inserzione dovuto alla conduzione lungo il pozzetto:

$$E_T \% = \frac{T - T_g}{T_w - T_g} = \frac{1}{\cosh(mL)} \quad (22)$$

Dall'analisi della relazione (22) è possibile affermare che l'errore E_T diminuisce all'aumentare della velocità del fluido e della lunghezza L del pozzetto ed aumenta all'aumentare del raggio e della conducibilità termica del pozzetto.

A titolo di esempio nel caso di una temperatura del gas pari a 20°C ed una temperatura della tubazione interna di 40°C, di una conducibilità del pozzetto pari a 50 Wm⁻¹K⁻¹ (e.g. acciaio inox), di un coefficiente di scambio termico convettivo h pari a 20 Wm⁻²K⁻¹ (e.g. gas a pressione atmosferica e velocità di 0.5 m s⁻¹), l'errore sistematico medio su un pozzetto di lunghezza pari a 8 cm e raggio 0.8 cm risulta pari a circa il 75% (Figura 49), ovvero circa 15 °C. Questa condizione operativa, pur essendo prossima alle condizioni sperimentali descritte nel successivo paragrafo 4.3, non corrisponde a quelle normalmente presenti nella rete di trasporto, dove

all'aumento della pressione corrisponde una diminuzione dell'errore. Ad esempio, a 30 bar e alla stessa velocità del gas il coefficiente di scambio termico convettivo h aumenta notevolmente fino circa $120 \text{ W m}^{-2}\text{K}^{-1}$ e l'errore sistematico medio sullo stesso pozzetto si riduce al 26% (circa $5 \text{ }^\circ\text{C}$).

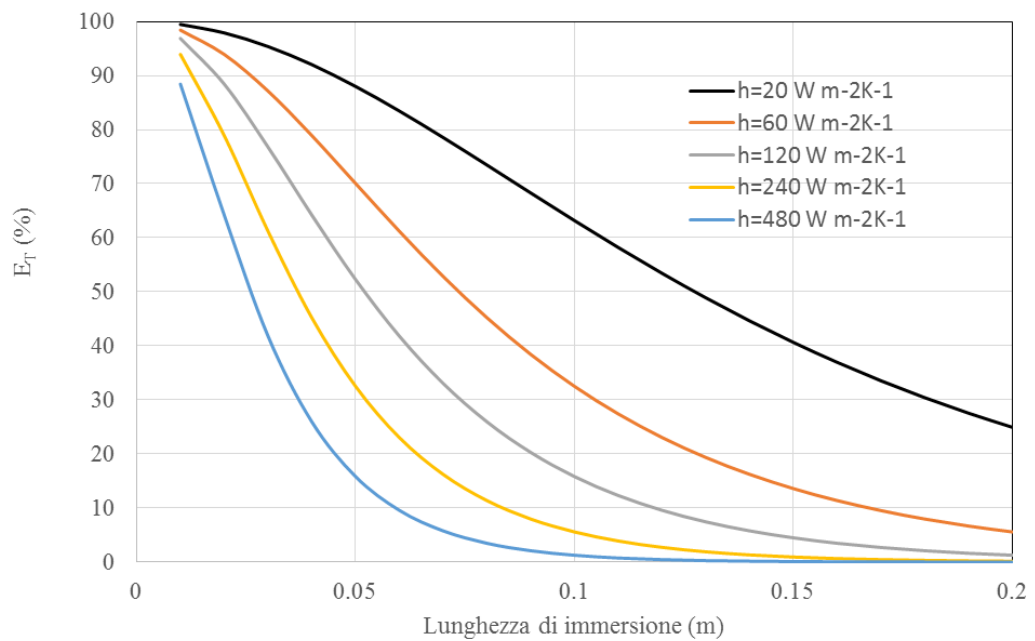


Figura 49 - Errore sistematico dovuto agli scambi termici conduttivi e convettivi lungo il pozzetto in funzione della distanza dalla parete del condotto

La conduttanza totale può essere determinata utilizzando le relazioni che regolano lo scambio termico convettivo nel caso di flusso normale al cilindro.

$$\bar{h}_c = \frac{Nu \cdot k}{L} \quad (23)$$

dove:

- Nu è il Numero di Nusselt;

- k è la conducibilità termica dell'aria (W/m/K);
- L è la dimensione caratteristica (pari al diametro esterno del pozzetto) (m);

Il numero di Nusselt può essere determinato a sua volta in funzione del numero di Reynolds (Re) e del numero di Prandtl (Pr) attraverso la seguente relazione, valida per $1 < Re < 10^5$ e $0.67 < Pr < 300$:

$$Nu = \left[0.40(Re)^{\frac{1}{2}} + 0.060(Re)^{\frac{2}{3}} \right] Pr^{\frac{2}{5}} (\mu_{\infty}/\mu_s)^{\frac{1}{4}} \quad (24)$$

Come noto², i valori di Re e Pr dipendono da una serie di proprietà termofisiche che dipendono a loro volta dalla temperatura e dalla pressione del gas. Ad esempio, variazioni della pressione di 10 bar provocano variazioni di Re di un ordine di grandezza con incremento notevole dello scambio termico convettivo.

2.5.1.2 Errore dovuto allo scambio termico radiativo

Lo scambio radiativo tra pozzetto e pareti interne del condotto può alterare significativamente il valore misurato della temperatura. Dato l'elevato rapporto tra l'area della cavità in cui è collocato il pozzetto e l'area del pozzetto interessata alla misura, è possibile trascurare l'emittenza delle pareti del condotto, ma non quella del sensore. Pertanto il flusso termico radiativo \dot{q}_r può esprimersi come:

$$\dot{q}_r = \sigma \varepsilon (T^4 - T_w^4) \quad (25)$$

avendo indicato con:

- σ la costante di Stefan-Boltzmann ($W \text{ m}^{-2} \text{ K}^{-4}$);
- ε l'emittenza delle superficie del pozzetto (supposta grigia);

² $Re = \frac{\rho(T,p)wL}{\mu(T)}$, $Pr = \frac{\mu(T)c(T)}{k(T,p)}$

- T_w e T rispettivamente la temperatura assoluta della cavità e quella del pozzetto (K).

La potenza termica radiativa scambiata con la superficie del pozzetto, in condizioni di regime stazionario, deve uguagliare gli scambi convettivi, nell'ipotesi che la potenza termica conduttiva sia trascurabile e che il gas presente nell'ambiente sia trasparente. In tali ipotesi semplificative si può scrivere:

$$\dot{q}_r = \sigma \varepsilon (T^4 - T_w^4) = \bar{h}_c (T - T_g) = \dot{q}_c \quad (26)$$

Esplicitando il bilancio rispetto alla differenza di temperatura tra fluido e sensore si ottiene l'errore sistematico di inserzione dovuto allo scambio termico radiativo:

$$E_T \% = \frac{T - T_g}{T_w - T_g} = \frac{1}{T_w - T_g} \frac{\sigma \varepsilon (T^4 - T_w^4)}{\bar{h}_c} \quad (27)$$

Dalla (27) si deduce che l'errore di misura radiativo dipende principalmente dal coefficiente di scambio termico convettivo, \bar{h}_c , dalla quarta potenza della temperatura del sensore T e della cavità T_w e dalla sua emittanza ε . L'incremento di \bar{h}_c e l'utilizzo di pozzetti caratterizzati da piccoli valori di emittanza consentirebbe di ridurre conseguentemente l'errore di misura.

A titolo di esempio in Figura 50 si riporta l'andamento dell'errore dovuto agli scambi radiativi tra pozzetto e condotto, in funzione del coefficiente di scambio convettivo (\bar{h}_c) e dell'emissività del pozzetto. Dal grafico si evince che l'errore sistematico dovuto all'irraggiamento (E_T) è più contenuto rispetto a quello di inserzione (minore del 30%) e assume un valore pari a 15% a pressione atmosferica e velocità del gas pari a 0.5 m s^{-1} e inferiore al 3% a 30 bar (e.g. circa 0.6°C con un ΔT di 20°C tra condotto e gas).

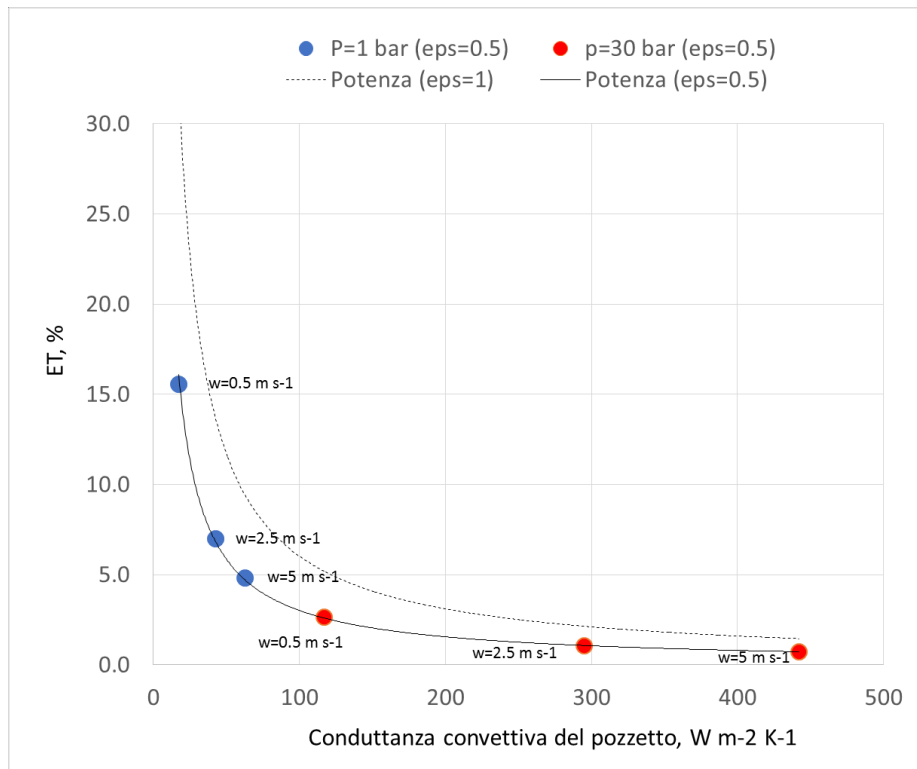


Figura 50 - Errore sistematico dovuto all'irraggiamento in funzione del coefficiente di scambio convettivo e dell'emissività del pozzetto

2.5.1.3 Errore dovuto alla differenza di temperatura tra la sezione del misuratore di portata e la sezione del pozzetto

Un ulteriore errore di misura è dovuto alla differenza di temperatura tra la sezione in cui è collocato il misuratore di portata e quella del pozzetto termometrico. Infatti, nel moto di attraversamento del condotto, gli scambi termici radiativi e convettivi provocano una variazione della temperatura del gas.

In Figura 51 si riporta il bilancio energetico sul tratto interno del condotto. La variazione della posizione Δx del pozzetto nella direzione del flusso può provocare

differenze significative tra la temperatura misurata nel pozzetto e quella del gas in corrispondenza dell'elemento primario a causa degli scambi termici con l'ambiente esterno.

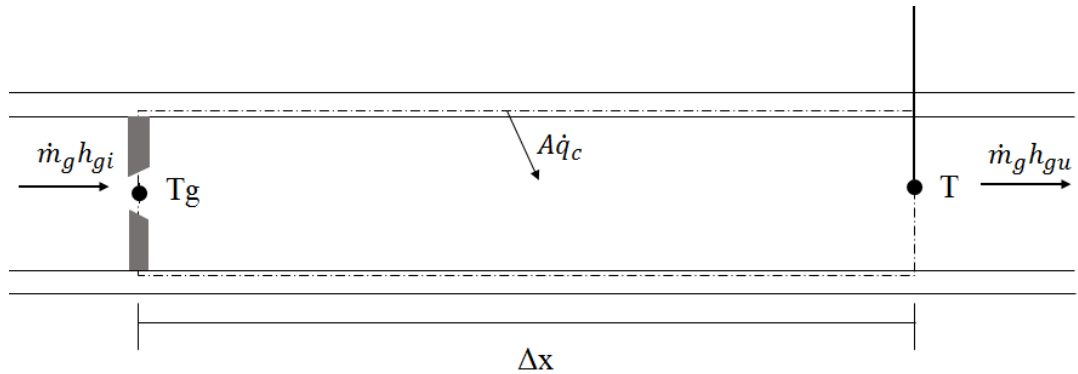


Figura 51 – Bilancio energetico sulla superficie interna del condotto

Nell'ipotesi di gas ideale la potenza termica ricevuta dal gas è pari a:

$$A\dot{q}_c = \dot{m}_g c_p (T - T_g) \quad (28)$$

dove:

- \dot{m}_g = portata massica del gas che attraversa la tubazione (kg s^{-1});
- c_p = calore specifico del gas ($\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$);
- $T - T_g$ = variazione di temperatura tra la sezione del misuratore e quella del pozzetto (K);

Pertanto l'errore di misura dovuto alla differenza di temperatura tra la sezione in cui è collocato il misuratore di portata e quella del pozzetto può essere determinato utilizzando la seguente relazione:

$$E_T \% = \frac{T - T_g}{T_w - T_g} = \frac{1}{T_w - T_g} \frac{A\dot{q}_c}{\dot{m}_g c_p} = \frac{1}{T_w - T_g} \frac{Ah_c \left(T_w - \frac{T + T_g}{2} \right)}{\dot{m}_g c_p} \quad (29)$$

Dall'equazione (29) è possibile osservare che l'errore è una funzione crescente degli scambi termici convettivi ($A\dot{q}_c$) e si riduce all'aumentare della portata di gas (\dot{m}_g). Il coefficiente di scambio termico convettivo \bar{h}_c , necessario per la valutazione del flusso termico (\dot{q}_c), può essere ottenuto utilizzando le relazioni sperimentali del numero di Nusselt proposte da McAdams³ valide nel caso di deflusso sulla superficie esterna del cilindro orizzontale:

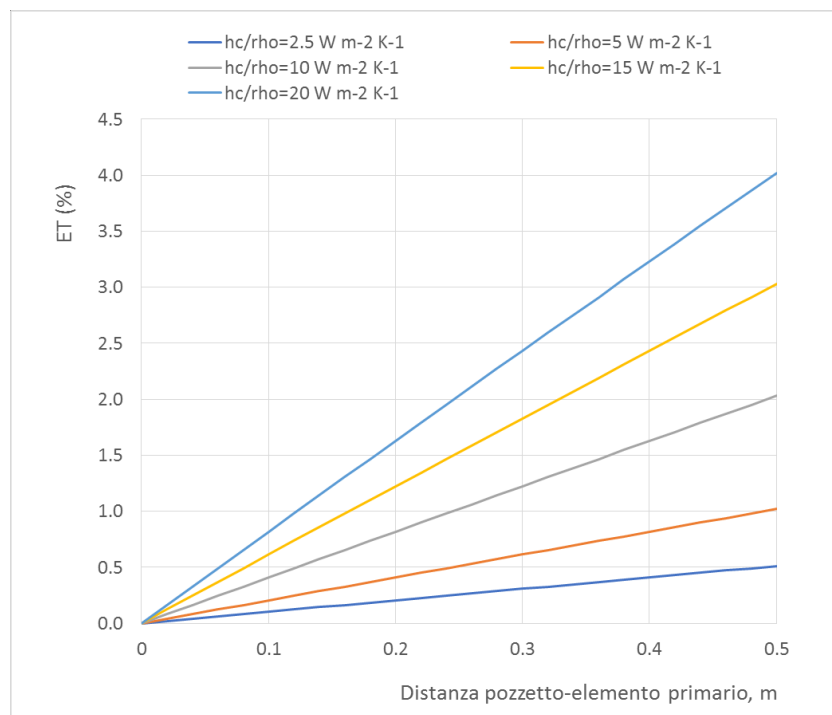


Figura 52 – Errore sistematico dovuto alla posizione del pozzetto rispetto a quella del misuratore di portata

³ Regime laminare, $Nu = 0.53Ra^{\frac{1}{4}}$, $10^4 < Ra < 10^9$, Regime turbolento, $Nu = 0.53Ra^{\frac{1}{3}}$, $10^9 < Ra < 10^{12}$

2.5.1.4 Errore dovuto alla asimmetria del profilo di temperatura

L'asimmetria dei flussi termici radiativi tipica dei regimi estivi può determinare una significativa differenza di temperatura tra le sezioni superiore ed inferiore del condotto.

In Figura 53 si riporta il bilancio energetico su un tratto di condotto in cui si considerano i flussi energetici radiativi e convettivi che agiscono sulla superficie esterna ed il profilo di temperatura qualitativo nella sezione di mezzeria. Questa dissimmetria comporta naturalmente anch'essa un errore sistematico dello stesso segno degli altri precedentemente analizzati, se il pozzetto viene montato in posizione verticale nella sezione superiore (esposta alla radiazione solare), ma può essere generalmente trascurato rispetto agli altri.

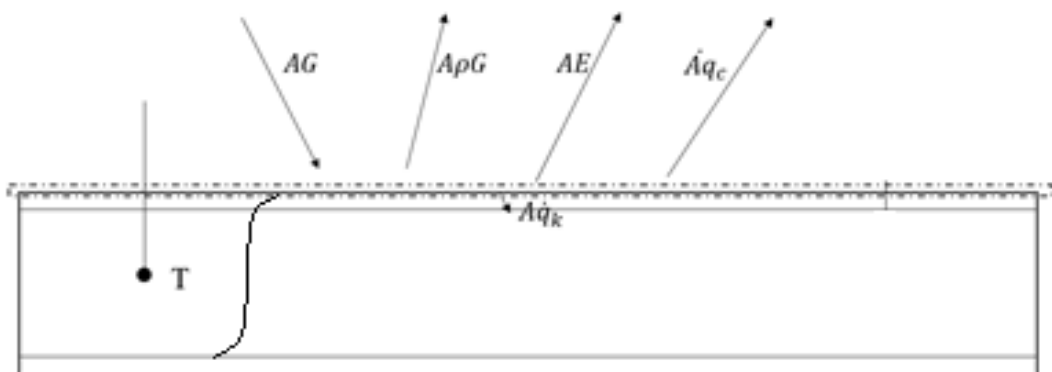


Figura 53 - Bilancio energetico su una sezione tratto di condotto

2.5.2 Caso di studio 5 - Analisi sperimentale in laboratorio per la valutazione dell'influenza delle condizioni ambientali esterne sulla misura della temperatura del gas

Con l'obiettivo di stimare l'errore di misura della temperatura in una tubazione di trasporto gas e quantificarne l'effetto sul calcolo dei volumi e sull'entità del GNC, gli autori hanno progettato e realizzato una specifica campagna sperimentale in laboratorio presso il laboratorio LAMI dell'Università di Cassino e del Lazio Meridionale, accreditato LAT 105.

2.5.2.1 Apparato sperimentale

Le condizioni di efflusso in un tratto di tubazione DN 160 utilizzato per il trasporto di gas in cui era presente un pozzetto termometrico sono state riprodotte in laboratorio (vedi Figura 54).

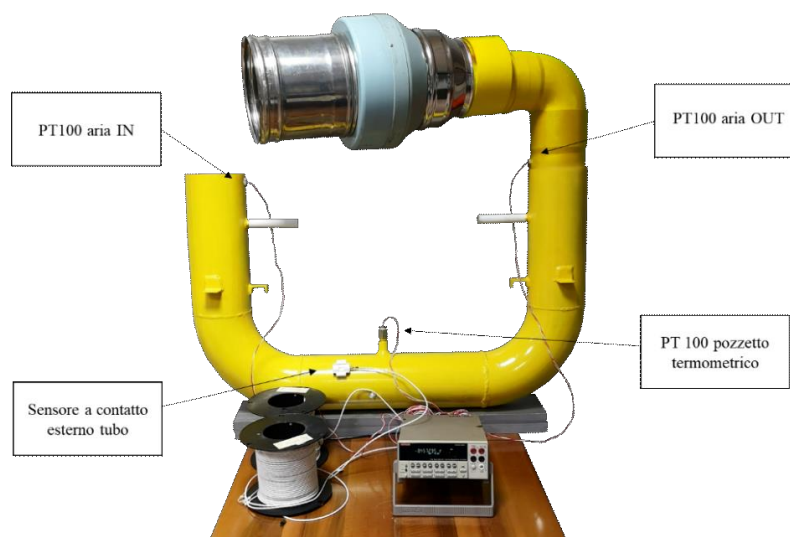


Figura 54 – Layout sperimentale

La temperatura superficiale del condotto viene mantenuta costante attraverso l'immersione in un bagno termostato con acqua a temperatura variabile. Il flusso di gas nel condotto è generato per aspirazione di una portata di aria dall'impianto di

condizionamento, impostabile a diversi valori di velocità e prelevata/canalizzata attraverso un balometro. Precedentemente si era provveduto a caratterizzare la velocità del flusso di aria prelevata in funzione della tensione misurata sul reostato dell'aspiratore. Il tratto di tubazione è stato strumentato come di seguito descritto:

- termoresistenza ad immersione Pt100 (temperatura interna pozzetto termometrico);
- termoresistenza ad immersione Pt100 (temperatura in ingresso tubazione);
- termoresistenza ad immersione Pt100 (temperatura in uscita tubazione);
- termoresistenza a contatto Pt100 (temperatura superficiale esterna tubazione);
- termoresistenza a contatto Pt100 (temperatura superficiale interna tubazione);

Come detto, il flusso all'interno del condotto è rappresentato da aria dell'impianto di condizionamento del laboratorio; in modo da garantire condizioni stabili di temperatura in ingresso alla tubazione per tutta la durata della prova. Il flusso di aria attraversando il tratto di tubazione immerso in acqua calda scambia energia con le pareti del condotto che si trovano a temperatura più elevata, con conseguente innalzamento della temperatura fino alla sezione di uscita. Prima delle misure sperimentali, è stata effettuata la caratterizzazione del campo di moto con lo scopo di associare ad ogni punto del campo di funzionamento del variatore di velocità (operante sulla tensione di alimentazione dell'aspiratore) i corrispondenti valori di velocità all'interno del tratto di tubazione investigato.

In tabella 28 sono riportate le caratteristiche dei cinque sensori di temperatura utilizzati. Prima della campagna sperimentale, tutti i sensori utilizzati sono stati verificati per confronto con i rispettivi campioni di riferimento del laboratorio.

Tabella 28 – Punti di misura e caratteristiche delle termoresistenze installate

Temperatura misurata	tipo	R_0, Ω
Pozzetto termometrico	Pt100 4w	100.0294
Superficie esterna tubo	Pt100 3w	99.9487
Superficie interna tubo	Pt100 3w	99.9798
Flusso aria ingresso	Pt100 4w	100.0409
Flusso aria uscita	Pt100 4w	100.0282

2.5.2.2 Risultati delle misure sperimentali

Nella prima fase della campagna sperimentale sono state investigate due differenti condizioni di temperatura superficiale del condotto, 50 e 60 °C rispettivamente. Per ognuna delle temperature impostate sono stati registrati i valori di temperatura corrispondenti ai punti elencati in Tabella 28 a differenti velocità del flusso di aria all'interno del condotto. Per ogni prova, dopo avere atteso un adeguato tempo di stabilizzazione e una volta raggiunto un regime di moto stazionario all'interno del condotto, sono stati acquisiti circa 230 valori per ognuna delle sonde installate, corrispondenti ad un monitoraggio continuo di dodici minuti. I risultati delle prove sono riportati in Tabella 29.

Tabella 29 – Risultati delle prove sperimentali: valori medi misurati

Id. Prova	T_{set} °C	w $m\ s^{-1}$	T_{gas} °C	$T_{pipe,ext}$ °C	$T_{pipe,int}$ °C	$T_{gas,in}$ °C	$T_{gas,out}$ °C
1	50.00	0.50	39.69	50.92	46.57	22.26	33.17
2		2.94	31.71	50.41	39.98	22.82	29.52
3		6.67	29.93	50.40	37.85	23.19	29.10
4		6.87	29.93	50.53	37.94	23.06	29.25
5	60.00	0.50	44.84	60.37	54.95	23.58	36.29
6		2.94	32.91	59.67	45.58	21.53	30.74
7		6.67	30.22	59.18	42.32	22.01	29.95
8		6.87	30.39	59.23	42.43	21.86	29.91

A titolo di esempio, nel grafico in Figura 55 sono riportati gli andamenti della temperatura $T_{gas,out}$ misurata in uscita del condotto e T_{gas} all'interno del pozzetto termometrico (i.e. la temperatura del gas nella configurazione di esercizio) relativi alla prova Id.7, ovvero con velocità media del flusso pari a $6.67\ m\ s^{-1}$ e temperatura impostata pari a 60 °C (la temperatura in ingresso della corrente di aria si è mantenuta costante sul valore di circa 22.0 °C). Si riscontra che, durante l'intera prova, la temperatura T_{gas} misurata all'interno del pozzetto termometrico si mantiene sempre superiore a quella in uscita dalla tubazione $T_{gas,out}$ per un valore circa pari a 0.2°C.

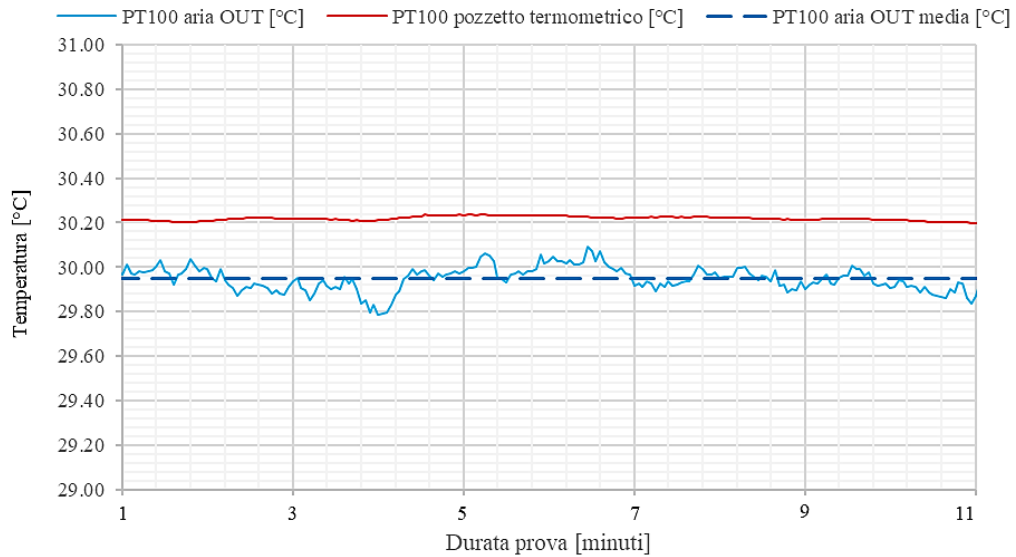


Figura 55 – Andamento delle temperature misurate in ingresso, nel pozzetto termometrico e in uscita dalla condotta con $w=6.67 \text{ m s}^{-1}$ e $T_{pipe,ext}=60 \text{ °C}$ (prova n.7)

Nella seconda fase della campagna sperimentale è stato utilizzato un ulteriore sensore di temperatura installato all'interno del condotto e in prossimità del pozzetto termometrico (vedi Figura 56) e schermato dagli effetti radiativi delle pareti del condotto. Le modalità di installazione e la schermatura di questo sensore hanno consentito di limitare i contributi conduttivo e radiativo sulla misura, al fine di ottenere con la migliore accuratezza la misura della temperatura del flusso di aria in prossimità del pozzetto termometrico.



Figura 56 – Punti di misura della temperatura nella corrente fluida interna alla tubazione

I risultati ottenuti sono riportati nella Tabella 30 e nella Tabella 31, al variare della temperatura superficiale e della velocità della corrente fluida.

Tabella 30 – Risultati delle prove sperimentali (regime estivo): valori medi misurati

<i>Id. Prova</i>	T_{set} °C	w $m\ s^{-1}$	T °C	T_{gas} °C	$T_{w,ext}$ °C	$T_{w,int}$ °C	$T_{gas,in}$ °C	$T_{gas,out}$ °C	ET °C	$ET\%$
1	30	0.50	27.56	24.26	30.47	29.34	23.02	26.00	3.30	65%
2		6.67	24.71	22.83	30.24	27.08	22.80	24.10	1.88	44%
3		6.87	24.77	22.89	30.27	27.04	22.84	24.14	1.88	45%
4	40	0.50	33.48	25.80	40.71	38.49	22.51	30.08	7.68	61%
5		6.67	27.08	23.08	39.84	32.64	22.90	25.76	4.00	42%
6		6.87	30.57	24.17	49.59	39.17	23.81	28.25	6.40	43%
7	50	0.50	39.80	28.20	50.74	47.34	22.97	34.67	11.60	61%
8		6.67	30.57	24.17	49.59	39.17	23.81	28.25	6.40	43%
9		6.87	30.49	24.05	49.58	39.13	23.68	28.16	6.44	43%

Tabella 31 - Risultati delle prove sperimentali (regime invernale): valori medi misurati

Id. Prova	T_{set} °C	w m s ⁻¹	T °C	T_{gas} °C	$T_{pipe,ext}$ °C	$T_{w,int}$ °C	$T_{gas,in}$ °C	$T_{gas,out}$ °C	E_T °C	E_T %
10	8	0.50	15.85	20.06	8.32	10.10	20.87	17.84	-4.21	42%
		3.00	17.73	20.26	8.72	13.18	20.62	18.63	-2.53	36%
		7.00	19.45	20.94	11.09	16.10	21.11	19.75	-1.49	31%
11	12	0.50	17.52	20.14	12.53	13.62	20.93	18.74	-2.62	40%
		3.00	19.08	20.26	13.93	16.18	20.56	19.41	-1.18	29%
		7.00	20.01	20.71	14.54	17.65	20.88	19.94	-0.70	23%

Come nel caso precedente, nelle prove relative al regime di funzionamento estivo, la temperatura T misurata nel pozzetto termometrico è più elevata rispetto alla $T_{gas,out}$ in uscita dalla tubazione, mentre la temperatura T_{gas} misurata nel flusso in corrispondenza del pozzetto risulta solo di poco superiore alla temperatura $T_{gas,in}$ in ingresso (vedi Figura 57, Prova Id.5, ovvero con velocità media del flusso pari a 6.67 m s⁻¹ e temperatura impostata pari a 40 °C) e, quindi, significativamente inferiore alla temperatura T misurata nel pozzetto.

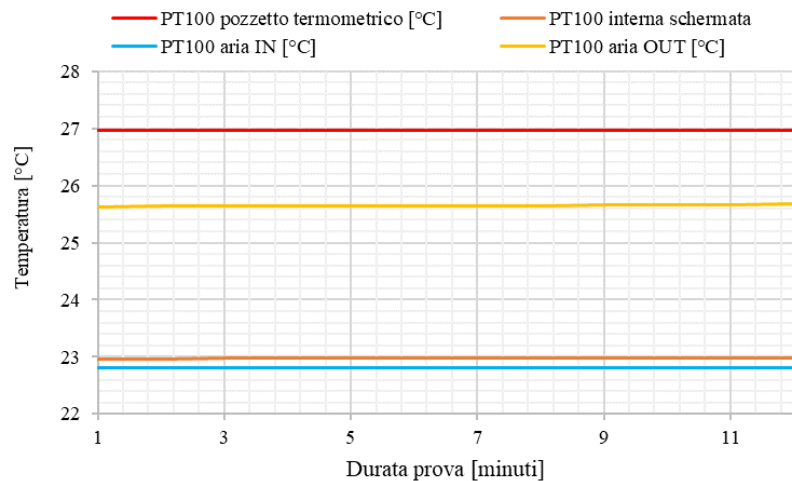


Figura 57 – Andamento delle temperature nel tempo

In Figura 58 sono riportate schematicamente le temperature medie riscontrate nella prova Id. 5, anche in relazione alla loro posizione lungo la direzione del flusso. Questa rappresentazione mostra con maggiore evidenza lo scostamento riscontrato tra

la misura della temperatura T effettuata nel pozzetto e quella direttamente nel flusso con sensore schermato T_{gas} .

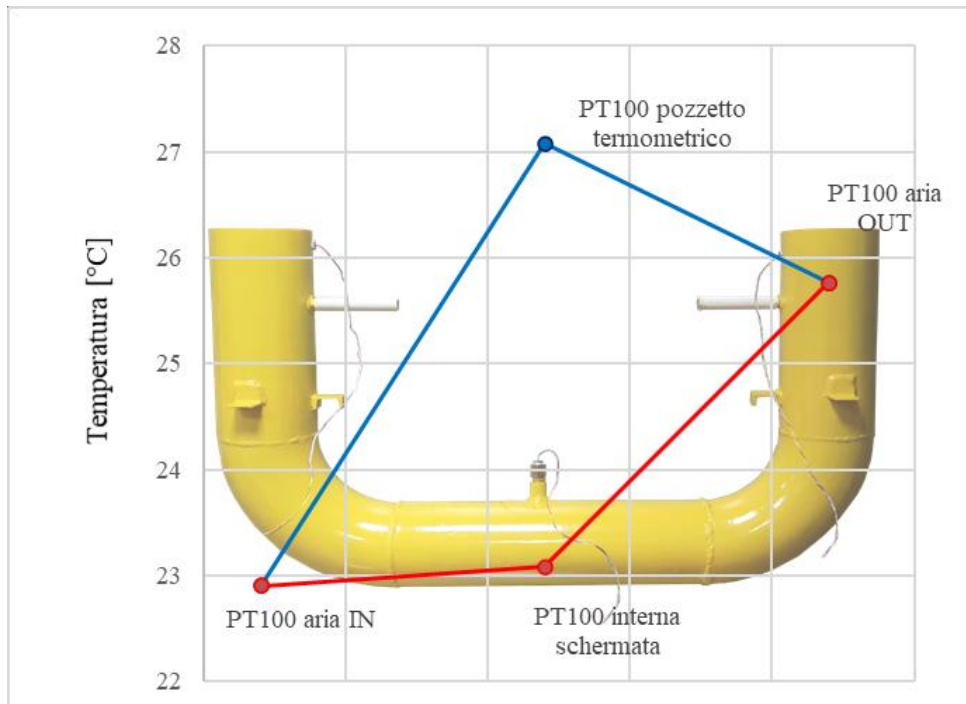


Figura 58 – Temperature medie del gas lungo il percorso nella condotta

I risultati relativi al regime di funzionamento invernale mostrano invece una sottostima della temperatura misurata all'interno del pozzetto, con errori contenuti nel range -0.7 °C - -4.2 °C. L'effetto registrato in questo regime di funzionamento è notevolmente più contenuto rispetto a quanto visto per il regime estivo. Inoltre, poiché l'effetto osservato ha una magnitudo maggiore in corrispondenza dei regimi di flusso con velocità inferiori, l'attenuazione osservata nel funzionamento invernale risulta ancora più accentuata considerando l'incremento delle portate che caratterizza il funzionamento di un impianto reale durante la stagione fredda.

Per poter interpretare l'influenza degli effetti combinati della lunghezza di immersione, della radiazione solare e della posizione del pozzetto rispetto all'elemento primario, è necessario sottolineare la differenza tra le condizioni di laboratorio e quelle reali in campo, sia in termini di velocità del fluido, sia in termini di temperature superficiali della condotta, sia infine in termini di pressioni effettive di esercizio.

Per quanto riguarda la velocità del fluido è opportuno rimarcare che le condizioni di regime estivo sono quelle più gravose, in quanto le portate nelle stazioni di misura

si riducono sensibilmente (da circa il 10 al 40% delle corrispondenti portate in condizioni invernali). Per quanto concerne le temperature, è in corso una campagna sperimentale in campo per determinare gli andamenti orari e giornalieri delle temperature su un impianto di misura non coibentato e collocato in ambiente esterno. È verosimile, in ogni caso, ipotizzare che le temperature della condotta possano raggiungere nelle condizioni più gravose anche valori di circa 40-50 °C. Infine per quanto concerne la pressione, è opportuno sottolineare che le condizioni in campo sono generalmente molto diverse da quelle sperimentali. Pertanto, per poter correttamente interpretare i risultati sperimentali ottenuti, è necessario riferirsi alle condizioni di pressione generalmente presenti sui REMI. A tale scopo, in Tabella 32 viene riportata l'influenza della pressione di esercizio sull'errore di misura della temperatura. Questo risulta certamente molto attenuato, ma sempre non trascurabile, variando da un minimo di circa 0.16 °C ad un massimo di 5.87 °C (vedi Tabella 32).

Tabella 32 – Influenza della pressione di esercizio sull'errore della misura della temperatura del gas

Strumento	w =0.50 m/s			w =6.67 m/s			w =6.87 m/s		
	30 °C	40 °C	50 °C	30 °C	40 °C	50 °C	30 °C	40 °C	50 °C
Non schermato pozzetto (sperimentale)	27.56	33.48	39.80	24.71	27.08	30.57	24.77	27.53	30.49
Schermato orizzontale (sperimentale)	24.26	25.80	28.20	22.83	23.08	24.17	22.89	23.62	24.05
Non schermata pozzetto (numerico)	28.21	35.73	43.26	24.60	27.12	30.60	24.60	27.52	30.45
Errore modello numerico	0.21%	0.73%	1.11%	-0.04%	0.01%	0.01%	-0.06%	0.00%	-0.02%
Errore sperimentale (p=1 bar)	3.30	7.68	11.60	1.87	4.00	6.40	1.88	3.91	6.45
Errore stimato numericamente (p=1 bar)	3.94	9.93	15.06	1.77	4.04	6.43	1.71	3.90	6.40
Errore stimato numericamente (p=30 bar)	1.48	3.80	5.87	0.17	0.39	0.65	0.16	0.37	0.63

2.5.2.3 Influenza dell'errore di misura della temperatura sul GNC

Nel bilancio fisico della rete, le quantità di gas naturale misurate alle condizioni di esercizio sono riportate alle condizioni termodinamiche di riferimento (i.e. 288.15 K e 1,01325 bar). In ogni impianto, pertanto, all'elemento primario, volumetrico o venturimetrico, viene associato un dispositivo di correzione di norma costituito da:

- un flow computer (dispositivo elettronico di acquisizione ed elaborazione dati);
- un trasmettitore di pressione relativa o assoluta;
- un trasmettitore di temperatura.

linea di misura di tipo “volumetrico” il volume V_S alle condizioni base di riferimento è dato dalla formula seguente:

$$V_S = V \cdot KTvo = V \cdot \frac{P}{P_S} \cdot \frac{T_S}{T} \cdot \frac{Z_S}{Z} \quad (30)$$

avendo indicato con $KTvo$ il coefficiente adimensionale “volumetrico” e con: i) V e V_S i volumi alle condizioni di esercizio e di riferimento (standard), m^3 ; ii) P e P_S la pressione assoluta alle condizioni di esercizio e di riferimento, bar; iii) T e T_S la temperatura assoluta alle condizioni di esercizio e di riferimento, K; iv) Z e Z_S il coefficiente adimensionale di comprimibilità alle condizioni di esercizio e di riferimento. Nelle linee di misura venturimetriche, invece, la relazione da utilizzare per convertire la misura della pressione differenziale ΔP alle condizioni di riferimento è la seguente:

$$V_S = V \cdot KTve = V \cdot \sqrt{KTvo} = V \cdot \sqrt{\frac{P}{P_S} \cdot \frac{T_S}{T} \cdot \frac{Z_S}{Z}} \quad (31)$$

avendo indicato con $KTve$ il coefficiente adimensionale “venturimetrico”. In numerose stazioni di misura, il gas, proveniente dalla rete di condotte interrate, viene misurato dopo avere attraversato un tratto di tubazione esposto all'ambiente esterno e questo può determinare variazioni significative della temperatura misurata che è influenzata da fattori quali:

- la presenza di impianti di preriscaldamento per far fronte all'effetto Joule-Thomson (i.e. abbassamento della temperatura a seguito della riduzione di pressione del gas)

- assenza di una cabina che protegga il sistema di misura dall'ambiente esterno
- assenza di coibentazione delle linee di misura.

2.5.3 Impatto sulla rete

Come detto, la temperatura di esercizio misurata sulla linea viene utilizzata nel calcolo del fattore di conversione KT_{vo} e compare al denominatore del rapporto T_S/T . Ne consegue che la sovrastima della temperatura determina una riduzione del KT_{vo} e quindi una sottostima del volume calcolato alle condizioni standard. Inoltre, la misura della temperatura di esercizio ha influenza anche per la determinazione del fattore di compressibilità Z , che è funzione delle condizioni termodinamiche del gas nonché della sua composizione chimica. Per gli scopi di questo studio, questo effetto viene trascurato e, nell'analisi di sensibilità presentata in questo paragrafo, si è tenuto conto di un valore medio giornaliero del fattore di compressibilità.

Per quantificare l'effetto della sovrastima della temperatura generalmente riscontrata nel periodo estivo, sono stati stimati a partire dai dati di bilancio i volumi standard V_S di un campione di 150 impianti di riconsegna nel periodo tra il 15 maggio 2018 e il 15 settembre 2018, applicando un errore incrementale discreto con passo 0.5 °C. In Tabella 33 sono riportati i risultati dell'analisi di sensibilità per il campione in esame in termini di volumi standard e di errore EV_S .

Tabella 33 – Analisi di sensibilità dei volumi misurati in funzione dell'errore di misura della temperatura del gas (periodo 15/05/18 – 15/09/18)

$E_T, ^\circ\text{C}$	V_S, Sm^3	EV_S
0.0	76,478,337	0.000%
+ 0.5	76,343,834	- 0.176%
+ 1.0	76,209,803	- 0.351%
+ 1.5	76,076,244	- 0.526%
+ 2.0	75,943,154	- 0.700%
+ 2.5	75,810,529	- 0.873%

Una volta determinato l'effetto dell'errore di misura della temperatura sul volume misurato è possibile determinarne l'effetto anche in termini di GNC annuale. In questo caso, occorre evidenziare che la sovrastima della temperatura di esercizio non interessa la totalità degli impianti di riconsegna presenti nella rete, ma solo quelli con tratto di misura non coibentato e installati in ambiente esterno. In questa condizione, infatti, l'effetto dell'irraggiamento, della lunghezza di immersione e della distanza tra sonda e misuratore determinano il maggiore errore in temperatura. Purtroppo, non è al momento disponibile nel database del trasportatore il numero di impianti che presentano questa condizione impiantistica e, pertanto, non è possibile effettuare una stima accurata di questo effetto.

Per questo motivo è stata effettuata un'analisi di sensibilità dell'errore sistematico sui volumi misurati e sul GNC (vedi Tabella 34 e Tabella 35), in funzione sia dell'entità dell'errore in temperatura (con un errore compreso tra 0 e +2.5 °C), sia degli impianti di misura interessati (i.e. da 5% a 30% del V_S).

Tabella 34 – Analisi di sensibilità dell'errore di misura della temperatura in termini di GNC (Sm^3)

Impianti interessati dall'errore in temperatura		$E_T + 0.5\text{ °C}$	$E_T + 1.0\text{ °C}$	$E_T + 1.5\text{ °C}$	$E_T + 2\text{ °C}$	$E_T + 2.5\text{ °C}$
%	V_S (Sm^3)	$EV_S=0.176\%$	$EV_S=0.351\%$	$EV_S=0.526\%$	$EV_S=0.7\%$	$EV_S=0.873\%$
5%	793,630,327	1,396,789	2,785,642	4,174,496	5,555,412	6,928,393
10%	1,587,260,655	2,793,579	5,571,285	8,348,991	11,110,825	13,856,786
15%	2,380,890,983	4,190,368	8,356,927	12,523,487	16,666,237	20,785,178
20%	3,174,521,310	5,587,158	11,142,570	16,697,982	22,221,649	27,713,571
25%	3,968,151,638	6,983,947	13,928,212	20,872,478	27,777,061	34,641,964
30%	4,761,781,965	8,380,736	16,713,855	25,046,973	33,332,474	41,570,357

Tabella 35 – Analisi di sensibilità dell'errore di misura della temperatura in termini di GNC (%)

Impianti interessati dall'errore in temperatura		$E_T + 0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$	$E_T + 1.0\text{ }^{\circ}\text{C}$	$E_T + 1.5\text{ }^{\circ}\text{C}$	$E_T + 2\text{ }^{\circ}\text{C}$	$E_T + 2.5\text{ }^{\circ}\text{C}$
%	V_S (Sm ³)	$EV_S=0.176\%$	$EV_S=0.351\%$	$EV_S=0.526\%$	$EV_S=0.7\%$	$EV_S=0.873\%$
5%	793,630,327	0.002%	0.004%	0.006%	0.008%	0.010%
10%	1,587,260,655	0.004%	0.008%	0.012%	0.016%	0.020%
15%	2,380,890,983	0.006%	0.012%	0.018%	0.024%	0.029%
20%	3,174,521,310	0.008%	0.016%	0.024%	0.031%	0.039%
25%	3,968,151,638	0.010%	0.020%	0.030%	0.039%	0.049%
30%	4,761,781,965	0.012%	0.024%	0.035%	0.047%	0.059%

Analizzando le combinazioni riportate in Tabella 34 e Tabella 35, si osserva che anche un piccolo errore sistematico sulla temperatura può avere un impatto rilevante sul GNC qualora interessi un elevato numero di stazioni di misura o impianti caratterizzati da prelievi cospicui.

CAPITOLO 3 - PROFILAZIONE DEI CONSUMI DI GAS NATURALE

In questo capitolo è presentata la problematica della stima dei consumi durante la fase di chiusura del bilancio delle reti di distribuzione del gas naturale. In particolare, sono approfondite le metodologie di stima dei consumi degli utenti per i quali il dato di misura deve essere ricostruito sulla base di poche letture sporadiche effettuate all'interno del periodo di rendicontazione.

Il caso di studio che verrà presentato interesserà una rete di distribuzione urbana, gestita dalla compagnia Salerno Energia Distribuzione, sulla quale sono state applicate e messe a confronto tre metodologie di allocazione dei consumi utilizzate nei tre paesi europei con i maggiori consumi di gas naturale (i.e. Inghilterra, Germania, Italia). Lo scopo di questa trattazione è, in ultima istanza, quello di identificare eventuali inefficienze e possibili azioni di miglioramento per il metodo adottato nel nostro Paese.

3.1 Modellazione dei consumi degli utenti NDM nel bilancio delle reti di distribuzione

Dato che la distribuzione rappresenta la fase della filiera che ha il compito di servire i centri urbani, la maggior parte degli utenti finali del servizio di distribuzione del gas naturale è rappresentato da piccoli utenti residenziali e commerciali che utilizzano il gas allo scopo di riscaldare gli ambienti, cuocere i cibi e produrre acqua calda sanitaria [104]. I consumi di questa tipologia di utenti, tipicamente, vengono ancora rilevati manualmente da un operatore solo poche volte all'interno di un anno termico, e per questo motivo vengono spesso identificati come utenti “Non-Daily Metered” (NDM). Infatti, come anticipato nell'introduzione di questo elaborato di tesi, l'obbligo di dotare di tecnologie per lo smart metering anche i piccoli utenti residenziali in Europa è subordinato a una valutazione economica positiva di un'analisi costi-benefici di lungo termine [15,16]. In questo contesto, solo cinque Stati membri dell'UE (Irlanda, Italia,

Lussemburgo, Paesi Bassi e Regno Unito), hanno deciso di portare avanti una campagna di sostituzione dei contatori tradizionali con smart meters nel settore del gas per consentire, entro il 2020, una misurazione giornaliera degli utenti finali, mentre dodici, a seguito dell'esito negativo dell'analisi costi-benefici, non effettueranno alcun rollout.

Per quanto detto, le metodologie adottate per la profilazione e la stima dei consumi degli utenti NDM, hanno un'importanza cruciale nella gestione del bilancio delle reti di distribuzione del gas naturale e, in particolare, nella stima dello sbilanciamento delle stesse definito come la differenza tra le immissioni all'interno della rete e i prelievi dalla stessa (Δ_{IO}).

I metodi disponibili nella letteratura scientifica per simulare i consumi energetici su scala urbana possono essere ascritti principalmente a due categorie: i) modelli bottom-up, con i quali si ricostruisce il consumo energetico su macro-scala simulando il consumo energetico degli utenti dell'area oggetto di interesse, attraverso equazioni basate sulla fisica del problema; ii) modelli top-down, che tipicamente stimano il consumo energetico aggregato di un agglomerato di utenti stabilendo una relazione tra il consumo di energia e diversi parametri che ne influenzano l'entità [105]. All'interno dei modelli top-down, si distinguono ulteriormente gli approcci basati sui dati (*data-driven*) che, partendo da dati reali di consumo provenienti da smart meters, e adottando tecniche adeguate (algoritmi di machine learning, metodi di regressione ecc.), fanno previsioni apprendendo dalle abitudini di consumo registrate nelle serie storiche di dati [106,107]. Questi ultimi di solito richiedono l'uso di un'enorme quantità di dati (i.e. provenienti dagli smart meters) durante la fase di training del modello, che ovviamente non sono sempre disponibili per i clienti NDM.

Nel prosieguo del capitolo sono descritte le metodologie di allocazione dei consumi di gas per gli utenti NDM maggiormente utilizzate in Europa. Tali metodologie sono state messe a confronto attraverso la loro applicazione al bilancio di una rete reale di circa 20000 utenti per la quale sono note le immissioni giornaliere di gas per un intero biennio.

3.2 Profilazione dei consumi di gas naturale degli utenti di una rete di distribuzione

Nel settore del gas naturale, sono stati utilizzati diversi modelli per la previsione dei consumi, in particolare, analizzando la letteratura scientifica troviamo: modelli di regressione [108,109] ; modelli autoregressivi integrati a media mobile o autoregressivi che includono variabili esogene [110,111]; reti neurali [112,113]; e modelli additivi generalizzati [114].

Sulla tematica della previsione Soldo [115] propone un lavoro di review in cui sono sintetizzati gli approcci utilizzati dai ricercatori suddivisi per estensione dell'area di interesse per la previsione (i.e. mondiale, nazionale, singolo consumatore), orizzonte temporale della previsione (i.e. oraria, giornaliera, mensile), tipi di dati di misura adottate e tipi di modelli applicati.

In merito alla stima e alla profilazione dei consumi degli utenti NDM i modelli basati sulle tecniche di regressione sono considerati maggiormente "trasparenti" rispetto alle metodologie alternative. Questa considerazione assume maggiore rilievo considerando che l'interesse verso queste metodologie riguarda spesso enti regolatori e aziende che operano nel settore della fornitura di energia, per i quali la trasparenza del modello è una caratteristica imprescindibile [116].

Infatti, gli enti che si occupano della regolamentazione del settore, nonché i responsabili della gestione delle reti di distribuzione, sono tenuti a garantire la continuità del servizio agli utenti scongiurando il rischio di interruzioni non programmate, effettuando delle previsioni quanto più possibile accurate disponendo di un numero limitato di dati utili allo scopo.

In Europa, per la stima dei consumi degli utenti NDM (necessaria per allocazione a fini del bilanciamento) vengono tipicamente adottati modelli semplici a parametri concentrati. Questi rappresentano un modello "ibrido", che mette insieme gli approcci data-driven e bottom-up (anche indicato in letteratura come "statistica bottom-up" [117]).

Questi modelli vengono sviluppati, generalmente, allo scopo di allocare i consumi di gas per gli utenti NDM in fase di chiusura del bilancio della rete, a partire da: i) i dati di consumo in un periodo (i.e. differenza tra due letture consecutive), ii) delle variabili climatiche (temperatura ambiente, velocità del vento, radiazione solare ecc.) iii) dei profili di prelievo standard ottenuti a partire da campioni di utenti per i quali sono disponibili dati di misura con frequenza giornaliera o infragiornaliera, raggruppati per categoria di utilizzo finale.

I profili di prelievo standard sono curve che definiscono l'andamento dei consumi nel tempo per una determinata categoria di utente finale. Queste sono costruite, nelle diverse regolamentazioni europee, con modalità differenti in funzione delle caratteristiche degli edifici e delle abitudini dei consumatori finali che tipicamente dipendono dalle condizioni economiche, climatiche e culturali dei diversi paesi.

Nell'attuale scenario europeo è possibile identificare due tecniche distinte per lo sviluppo di curve di prelievo associate agli utenti:

- regressioni lineari, esponenziali e polinomiali, che utilizzano come regressori variabili climatiche e variabili dicotomiche che consentano di tenere conto di eventuali differenze tra giorni feriali e giorni festivi; esempi di metodologie che adottano queste tecniche sono quelle utilizzate nel mercato del gas in Irlanda, Inghilterra e Italia [108,109,118].
- funzioni sigmoidee, ovvero funzioni caratterizzate da una tipica forma simile ad una "S" che ben si adattano al comportamento dei consumi di gas naturale rispetto alle condizioni climatiche (i consumi sono maggiori in corrispondenza delle basse temperature e tendono a decrescere con l'aumentare di queste ultime fino a stabilizzarsi ad un valore pressoché costante in corrispondenza di una temperatura di soglia) [119]. Abbiamo un esempio di questo paradigma nella metodologia attualmente in vigore in Germania

In [119], gli autori asseriscono che, dopo aver realizzato un confronto tra i modelli lineare, parabolico esponenziale e sigmoideo applicati su un singolo utente, hanno osservato le migliori prestazioni utilizzando quest'ultimo concludendo che l'utilizzo delle funzioni sigmoidee rappresenta la metodologia migliore per l'allocatione dei

consumi sulla rete di distribuzione del gas Slovena. Tuttavia, gli autori sottolineano la necessità di intraprendere uno studio sistematico che si ponga l'obiettivo di confrontare le prestazioni di diverse metodologie di previsione dei consumi degli utenti NDM in diversi paesi e condizioni climatiche.

Nei prossimi paragrafi, sono descritte e analizzate tre metodologie attualmente adottate in Europa per l'allocazione dei consumi degli utenti NDM, quindi, in assenza di letture del contatore frequenti. In particolare, le metodologie analizzate sono quelle attualmente applicate in Germania, Regno Unito e Italia che sono, rispettivamente, i tre maggiori consumatori di gas naturale in Europa e che sono stati quindi ritenuti rappresentativi dello stato dell'arte tecnico e regolatorio di questa problematica.

Nei tre metodi viene sempre assegnata ad ognuno degli utenti per i quali è necessario procedere ad un'allocazione dei consumi una categoria che può identificare l'utilizzo che viene fatto del gas naturale (riscaldamento, cottura, uso di processo, etc.) o la fascia di consumo (in volumi o energia l'anno) [109,118,120,121]. La stima dei consumi di gas giornalieri o annuali viene quindi perseguita, per ogni utente per il quale non siano disponibili letture, rispettivamente, attraverso le equazioni 32 e 33 riportate di seguito.

$$NDM_{DC} = CV \cdot SLP_d \cdot CF_d \quad (32)$$

$$NDM_{AC} = CV \cdot \sum_{d=1}^{365} SLP_d \cdot CF_d \quad (33)$$

Dove CF è un fattore correttivo che può essere utilizzato per tenere conto di condizioni climatiche, giorno della settimana, festività, ecc., SLP_d è il profilo di prelievo standard definito dalla regolamentazione nazionale e CV rappresenta una misura dell'"ampiezza" del profilo di carico del singolo utente, essendo direttamente correlato a due letture del contatore ai giorni 1 en (L_{-1} e L_n), come da equazione (34).

$$CV = \frac{L_n - L_1}{\sum_{d=1}^n SLP_d} \quad (34)$$

I tre metodi analizzati, sebbene presentino delle analogie, differiscono nella definizione dei profili di prelievo, nonché nella scelta delle variabili climatiche di riferimento Tabella 36.

Tabella 36 - Categorie d'uso dei tre metodi analizzati

IT	SLP	I profili sono definiti attraverso un'equazione specifica, i cui parametri sono fissati dall'Autorità Nazionale in funzione del clima, della tipologia di cliente ecc.
	Clima	Non ci sono variabili climatiche in forma esplicita nell'equazione. Le condizioni climatiche sono tuttavia prese in considerazione nei parametri dell'equazione che sono definiti dalla zona climatica in cui la rete è collocata.
UK	SLP	I profili di prelievo sono definiti come percentuale della domanda normale stagionale media. La gestione delle condizioni stagionali viene realizzata attraverso l'introduzione di cut-off in corrispondenza dell'accensione e dello spegnimento degli impianti di riscaldamento. Gli SLP vengono definiti e aggiornati da un ente terzo sulla base di campionamenti effettuati su utenti dotati di smart meters.
	Clima	Viene definita una variabile climatica composta allo scopo di linearizzare i consumi giornalieri degli utenti NDM. I dati climatici a tale scopo sono la temperatura ambiente e la velocità del vento.
DE	SLP	Sono disponibili due differenti tipi profili sigmoidei entrambi dipendenti dalla temperatura e da una serie di parametri additivi che consentono di tenere conto della produzione di acqua calda sanitaria.
	Clima	Viene definita una temperatura di allocazione calcolata come serie geometrica delle temperature del giorno a cui si riferiscono i consumi e dei due giorni precedenti. Ciò consente di tenere conto dell'inerzia termica degli edifici, nonché di un effetto comportamentale che determina un ritardo nella reazione degli utenti alle variazioni della temperatura.

Di seguito vengono forniti maggiori dettagli sulle singole metodologie. A causa di un accordo di non divulgazione tra l'ente che definisce i profili di prelievo e gli operatori di rete, non è stato possibile accedere ai coefficienti di regressione utilizzati

per le stime nel Regno Unito. Tuttavia, è stato sviluppato un nuovo profilo applicando la metodologia del Regno Unito ai dati di consumo reali dei clienti residenziali della rete che costituisce il caso di studio per il biennio 2017-2018.

3.2.1 Italia

In Italia il regolamento per condurre il bilanciamento delle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale viene definito da ARERA [118]. Per una prima categorizzazione degli utenti, la regolamentazione italiana applica una classificazione (basata sulla serie di Rénard) dei misuratori installati sulla base delle portate nominali che vanno da 1.6 m³/h (G1.6) a 6500 m³/h (G6500) [60]. I misuratori del gas tipicamente installati in corrispondenza dei piccoli utenti tecnologici e degli utenti residenziali (utenti NDM) appartengono alle categorie G4 e G6 (con portate nominali, rispettivamente, pari a 4 m³/h e 6 m³/h). Gli utenti industriali, in funzione dei consumi annui, rientrano principalmente in classi maggiori a partire dalla G10 (portata nominale 10 m³/h) e sono tipicamente dotati di smart meters che consentono la telelettura del dato giornaliero e infragiornaliero. Allo scopo di differenziare i profili di prelievo degli utenti NDM, questi vengono categorizzati in funzione dell'utilizzo fatto del gas naturale Tab.37.

Tabella 37– Categorie d'uso definite nella metodologia italiana

Codice	Descrizione	Componente termica
C1	Riscaldamento	Si
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	No
C3	Riscaldamento, uso cottura e/o produzione di acqua calda sanitaria	Si
C4	Uso condizionamento	No
C5	Uso condizionamento e riscaldamento	Si
T1	Uso tecnologico (artigianale e industriale)	No
T2	Uso tecnologico e riscaldamento	Si

Inoltre, in funzione del numero di giorni settimanali in cui si richiede di disporre del servizio, (differenziazione necessaria principalmente per le attività commerciali e industriali che prevedono giorni di chiusura), gli utenti vengono ulteriormente suddivisi in classi di prelievo Tab.38

Tabella 38– Classi di prelievo definite nella metodologia italiana

Codice	Giorni settimanali di prelievo
1	7 giorni
2	6 giorni (secluse domeniche e festività nazionali)
3	5 giorni (esclusi sabati, domeniche e festività nazionali)

Con riferimento agli utenti residenziali, le categorie d'uso vengono assegnate secondo i seguenti criteri:

- agli utenti che, in fase di stipula del contratto, dichiarano consumi presunti inferiori a 500 Smc, viene assegnata la categoria C2;
- agli utenti che, in fase di stipula del contratto, dichiarano consumi presunti compresi tra 500 e 5.000 Smc, viene assegnata la categoria C3;
- agli utenti che, in fase di stipula del contratto, dichiarano consumi presunti inferiori a 5,000 Smc viene assegnata la categoria C1.

Per ogni utente, il profilo di prelievo standard viene calcolato attraverso l'equazione 35.

$$SLP = \beta_{1_{prof}} c_{i,j,k}^{1\%} + \beta_{2_{prof}} c_k^{1\%} + \beta_{3_{prof}} t_{j,k}^{1\%} + \beta_{4_{prof}} c_k^{4\%} \quad (35)$$

$$\forall i \in \{A, B, C, D, E, F\}, \forall i \in \{1, 2, 3\}$$

Dove:

- i (A, B, C, D, E, F) sono le zone climatiche;
- j (1, 2, 3) sono le classi di prelievo di cui alla Tabella 38;
- k è il giorno di prelievo
- $c1_{i,j,k}^{\%}$ è il valore percentuale nel giorno k del prelievo standard associato all'uso del gas per il riscaldamento, alla zona climatica i e alla classe di prelievo j; tale valore percentuale si riferisce a condizioni statisticamente normali per il giorno k;
- $c2_k^{\%}$ è il valore percentuale nel giorno k del prelievo standard associato all'uso del gas per cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria;
- $t1_{j,k}^{\%}$ è il valore percentuale nel giorno k del prelievo standard associato all'uso tecnologico del gas e alla classe di prelievo j;
- $c4_k^{\%}$ è il valore percentuale nel giorno k del prelievo standard associato all'uso del gas per il condizionamento;
- 1_{PROF} , $\beta2_{PROF}$, $\beta3_{PROF}$ e $\beta4_{PROF}$ sono i coefficienti, con cui è caratterizzato ciascun profilo in funzione della categoria d'uso (tabella 36) della zona climatica e della classe di prelievo (tabella 37);

3.2.2 Germania

Nell'attuale regime di regolamentazione adottato in Germania, è previsto l'utilizzo di curve sigmoidee per la definizione dei profili di prelievo standard utilizzati per l'allocazione dei consumi degli utenti NDM [122].

Secondo la Federal Network Agency tedesca, è necessario definire almeno tre tipi di profilo per tre differenti categorie di utenti finali: utenze commerciali, utenti che utilizzano il gas nella cottura dei cibi e utenti che utilizzano il gas nel riscaldamento degli ambienti. Le compagnie di distribuzione possono scegliere tra due differenti modalità di calcolo del profilo di prelievo standard: i) modalità sintetica; ii) modalità analitica.

La modalità sintetica adotta un approccio bottom-up in cui il profilo di prelievo rappresentativo viene calcolato sulla base di un fattore calcolato ad hoc per l'utente

specifico in funzione di una serie di parametri di influenza (i.e. temperatura, giorno della settimana, ecc.) e il cui risultato è un consumo di gas previsto per il giorno successivo. L'allocazione nel caso della modalità analitica invece, si avvale dei profili di carico calcolati con il metodo sintetico e tiene conto di un residuo del giorno precedente, calcolato sulla base della differenza tra le entrate totali nel sistema di distribuzione e tutti i consumi misurati in uscita. Tale residuo viene in questo caso ripartito sui singoli fornitori utilizzando opportuni fattori di ripartizione[123]. Allo scopo di ridurre gli errori di previsione che possono determinare uno sbilanciamento della rete, l'Associazione tedesca delle industrie energetiche e idriche (BDEW) ha redatto una serie di linee guida specifiche [121].

Le linee guida attualmente in vigore fanno riferimento a due tipologie di profilo di prelievo: i primi sviluppati dal *Technical University on Munich (TUM)* e i secondi, denominati profili SigLinDe, sviluppati dal *Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE)* come ulteriore ottimizzazione dei precedenti all'interno di un progetto commissionato dalla BDEW [124].

In particolare, questi ultimi sono profili ottenuti dalla combinazione di una funzione sigmoidea, che tiene conto della dipendenza dei consumi di gas dalla temperatura, e di una funzione lineare che ha lo scopo di correggere il profilo in corrispondenza degli estremi del dominio della temperatura. La funzione lineare consente di scongiurare fenomeni di sovrastime in regime di funzionamento estivo o sottostime in regime di funzionamento invernale.

Una rappresentazione qualitativa di un profilo SigLinDe è riportata in figura 59:

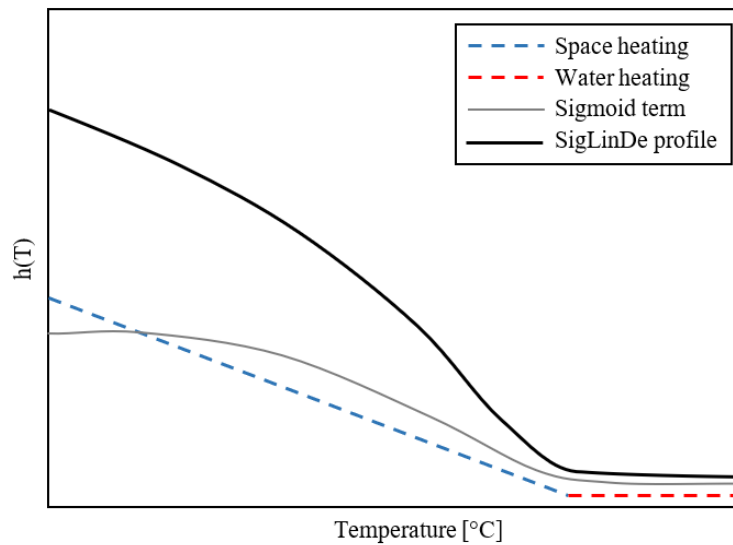


Figura 59- Rappresentazione qualitative di un profilo di prelievo standard sigmoideo

Nella tabella in Figura 60 è presentata una delle peculiarità della procedura di allocazione messa a punto dalla BDEW, ovvero il vasto numero di profili specifici messi a disposizione per l’allocazione dei consumi. In particolare sono disponibili tre differenti profili per la caratterizzazione dei consumi residenziali e un gran numero di profili differenti per la caratterizzazione dei consumi associati alle diverse attività commerciali/industriali/servizi.

Allo scopo di tenere conto della diversa sensibilità dei consumi rispetto alla temperatura, sono inoltre disponibili ulteriori varianti degli stessi profili sia per il settore commerciale che per le abitazioni.

Residenziali	
Tipologia utente	codice
Famiglia singola	EF
Multifamiliare	MF
Uso cottura	KO

Commerciali	
Tipologia utente	codice
Uffici pubblici, banche, ecc.	KO
Settore automotive	MK
Commerciale ingrosso e dettaglio	HA
Ristorazione	GA
Hotel, B&B e simili	BH
Panetterie	BA
Lavanderie	WA
Settore ortofrutticolo	GB
Copisterie	PD
Simil residenziale	MF
Commerciale	HD

Tipologia utente	codice
Tum Sigmoid	0
SigLinDe FfE	3

Rilevanza riscaldamento	Codice
Rilevanza riscaldamento alta	5
Rilevanza riscaldamento media	3
Rilevanza uso in processo alta	1
Rilevanza uso in processo media	2

Figura 60 – classificazione degli utenti finali in Germania

I profili di prelievo standard vengono calcolati in funzione della temperatura attraverso l'equazione 36.

$$SLP(T) = \left[\frac{A}{1 + \left(\frac{B}{T - 40} \right)^C} + D \right] + \left[\max \left\{ m_H \cdot T + b_H \right\} \right] \quad (36)$$

Dove:

- A, B, C sono coefficienti della sigmoide,
- Il secondo termine della somma modifica il sigmoide in funzione della temperatura aggiungendo un'aliquota correttiva necessaria al riscaldamento degli ambienti o alla produzione di acqua calda sanitaria (i coefficienti m e b rappresentano, rispettivamente, la pendenza della componente lineare e la sua intercetta a 0°C)
- T è la temperatura calcolata come serie geometrica delle temperature del giorno a cui si riferiscono i consumi e dei due giorni precedenti Eq. 37. Ciò consente di tenere conto dell'inerzia termica degli edifici, nonché di un effetto

comportamentale che determina un ritardo nella reazione degli utenti alle variazioni della temperatura.

$$\overline{T_d} = \frac{T_d + 0.5 T_{d-1} + 0.25 T_{d-2} + 0.125 T_{d-3}}{1 + 0.5 + 0.25 + 0.125} \quad (37)$$

3.2.3 Regno Unito

Nel regno unito il codice di rete unificato rappresenta il riferimento per la filiera del gas naturale e contiene un quadro giuridico e contrattuale per il servizio di fornitura ed il trasporto del gas naturale. Negli ultimi anni, tale codice ha subito una serie di modifiche dovute all'implementazione del progetto Nexus, il quale ha come obiettivo quello di modificare l'approccio adottato fino ad ora e che prevede di stimare annualmente un quantitativo di gas allo scopo di far fronte all'errata allocazione del gas nel precedente anno [125]. In tal senso, la stima dei consumi degli utenti con letture sporadiche rappresenta lo strumento chiave per far fronte, in fase di bilanciamento della rete, alla stima di tali quantitativi.

Nell'attuale scenario, ad ogni utente con letture sporadiche viene assegnata una categoria (End User Category EUC) per la quale è stato definito uno specifico modello di domanda. Attualmente sono in uso 9 differenti categorie definite esclusivamente sulla base di bande di consumo. I piccoli utenti sono raggruppati nelle bande di consumo che vanno da 1 a 4 (fino a 2196 MWh / anno), mentre le bande da 5 a 9 si riferiscono ai grandi utenti. Ogni banda è inoltre caratterizzata per 13 zone di distribuzione locali inglesi. Una panoramica delle bande EUC definite è riportata nella Tabella 39.

Tabella 39– *Categorie d’uso nel sistema in vigore nel Regno Unito*

Range di consumi [kWh/anno]		Bande EUC
0	73200	1
73201	293000	2
293001	732000	3
732001	2196000	4
2196001	5860000	5
5860001	14650000	6
14650001	29300000	7
2930001	58600000	8
58600001		9

La stima dei consumi associati agli utenti NDM, passa per l’applicazione dell’equazione 38:

$$SLP_d = \frac{SNDE_d}{\left(\frac{\sum_{d=1}^n SNDE_d}{n} \right)} \quad (38)$$

Dove SNDE_d è la domanda stagionale normalizzata per la categoria per il generico giorno d, calcolata utilizzando i risultati dell’analisi di regressione lineare (pendenza della retta più costante) ai valori stagionali della variabile climatica composta, combinata con altri parametri di aggiustamento quali il giorno della settimana, festività, riduzioni estive, ecc.

Il modello di domanda per la singola categoria viene sviluppato sulla base di relazioni statistiche tra i dati, raccolti per un periodo di almeno un anno, relativi alla domanda aggregata di un campione teletto, ai dati climatici e ad altre variabili che possono influenzare i consumi di gas naturale. I dati climatici attualmente utilizzati per la definizione della variabile climatica composta sono la temperatura, a intervalli di due ore durante il giorno e la notte, e la velocità del vento, a intervalli di quattro ore durante il giorno e la notte. Una rappresentazione qualitativa del profilo di prelievo standard utilizzato nel regno unito è riportata in Fig.61

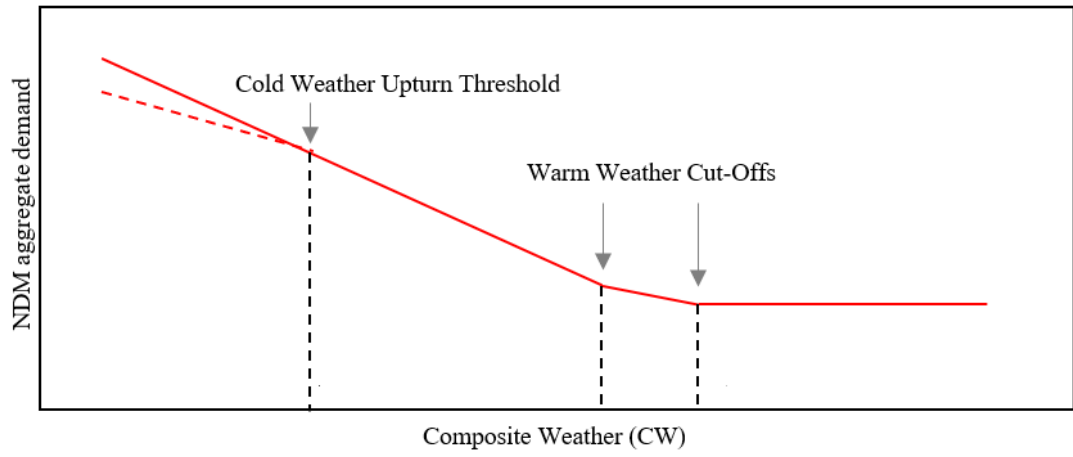


Figura 61 – Rappresentazione qualitativa di un profilo di prelievo adottato nel Regno Unito

3.3 Caso di studio 6 – Bilancio di una rete di distribuzione

I tre metodi di allocazione brevemente descritti nei precedenti paragrafi sono stati applicati su una rete reale che conta circa 16000 utenti NDM, allo scopo di realizzare un confronto dei risultati ottenuti, in termini di chiusura del bilancio, su un biennio (2017-2018).

Le performances dei tre metodi sono state valutate sulla base dei risultati del bilancio reso possibile grazie alla disponibilità dei dati relativi ai volumi misurati in ingresso alla rete e ai volumi prelevati dalle utenze dotate di smart meters.

3.3.1 Dati utilizzati

Il caso di studio consiste nella rete di distribuzione del gas naturale situata nel sud Italia (zona climatica C, 1134 gradi giorno) già presentata nel paragrafo 1.5.1.

La rete, come già discusso, alimenta circa 50000 abitanti attraverso 17.096 punti di riconsegna. Nei punti di riconsegna della rete sono comprese 76 utenze dotate di smart meter, per le quali sono disponibili le teleletture, quindi, non è necessario procedere con una stima attraverso le metodologie descritte nei precedenti paragrafi. Nel dettaglio, 48 di questi utenti sono piccolo e medi stabilimenti industriali mentre i rimanenti 28 sono uffici pubblici e condomini dotati di riscaldamento centralizzato.

Per semplicità, nella presente analisi, si indicherà con il termine “residenziali” tutte le utenze che utilizzano il gas con finalità di riscaldamento, cottura, produzione di acqua calda. La figura 62 mostra una planimetria dell’area urbana alimentata dalla rete oggetto di studio.



Figura 62 – Planimetria della rete oggetto di studio

Per condurre questo studio sono stati necessari tre differenti set di dati messi a disposizione dalla compagnia di distribuzione che gestisce la rete oggetto di analisi:

- le letture sporadiche effettuate dalla compagnia sugli utenti NDM nel periodo compreso tra il 2015 e il 2018;
- le letture degli utenti dotati di smart meters per gli anni 2017 e 2018 in cui è stato calcolato il bilancio;
- i volumi totali immessi nella rete nel biennio 2017-2018.

Per quanto riguarda le letture degli utenti NDM, la regolamentazione italiana prevede un minimo di due tentativi di lettura l'anno, quindi, la reale disponibilità di dati è subordinata all'accessibilità dei contatori da parte degli operatori che effettuano la lettura, in assenza degli utenti. Per quanto appena detto, all'interno dello stesso periodo, il numero di letture non è lo stesso per tutti gli utenti e può capitare che ci siano utenti che non hanno alcuna lettura all'interno del periodo considerato.

L'applicazione dei metodi descritti, naturalmente, ha richiesto di adattare le categorie d'uso, assegnate agli utenti della rete secondo la metodologia italiana, a quelle definite nelle metodologie adottate in Germania e Regno Unito. Ciò è stato possibile grazie a delle informazioni aggiuntive, rese disponibili dalla compagnia di distribuzione, che hanno permesso di identificare la specifica destinazione d'uso del gas per gli utenti tecnologici e commerciali.

I dati climatici (temperatura, velocità del vento, ecc.) utilizzati sono stati resi disponibili dal fornitore di servizi meteorologici svizzero meteoblue AG (www.meteoblue.com).

3.3.2 Stima dei consumi e confronto tra le metodologie

I consumi di gas per gli utenti residenziali (RGC), relativi all'utilizzo nel riscaldamento degli ambienti, nella cottura dei cibi e nella produzione di acqua calda sanitaria, in un dato periodo sono stati ottenuti dalla differenza tra i consumi totali dell'intera rete (TGC) e i consumi delle utenze tecnologiche (IGC) attraverso l'equazione 39

$$RGC_{meas} = \sum_{d=1}^{365} TGC_d - \sum_{d=1}^{365} IGC_d \quad (39)$$

Il quantitativo totale di gas attribuibile agli utenti residenziali RGC può essere considerato come somma di due contributi: il consumo degli utenti NDM, stimato con le metodologie precedentemente descritte, e il consumo totale degli utenti residenziali DM dotati di uno smart meter per i quali il dato viene misurato Eq.40

$$RGC_{est} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{i=1}^{15980} NDM_{DCi,d} + \sum_{d=1}^{365} \sum_{i=1}^{12} DM_{i,d} \quad (40)$$

L'errore relativo associato alla stima realizzata attraverso il modello di allocazione (e) può quindi essere calcolato, su base mensile, stagionale o annuale, rispettivamente, attraverso le equazioni 41, 42 e 43

$$e_{month} = \frac{RGC_{est,month} - RGC_{meas,month}}{RGC_{meas,month}} \quad (41)$$

$$e_{season} = \frac{RGC_{est,season} - RGC_{meas,season}}{RGC_{meas,season}} \quad (42)$$

$$e_{year} = \frac{RGC_{est,year} - RGC_{meas,year}}{RGC_{meas,year}} \quad (43)$$

In figura 63 è riportata in forma schematica la metodologia applicata per il calcolo dell'errore commesso utilizzando il metodo di allocazione.

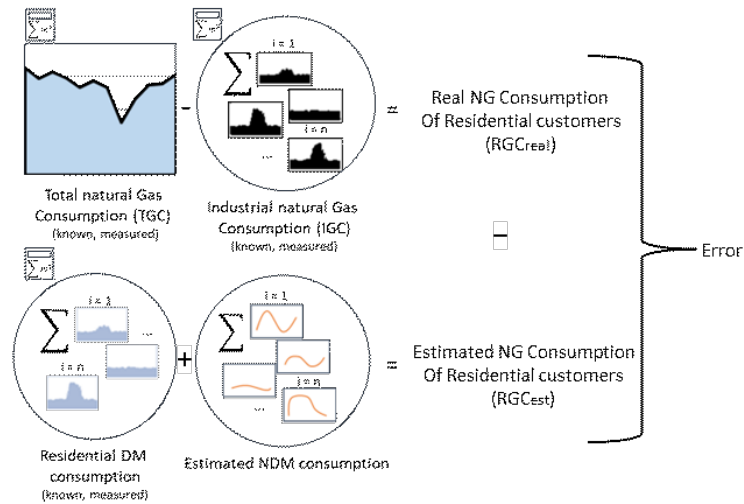


Figura 63 – Schema della metodologia applicata per determinare l'errore dei metodi analizzati

3.3.2.1 Analisi risultati

I risultati dell'applicazione della metodologia descritta sono riportati in Figura 64 e in Tabella 40, rispettivamente, su base mensile e annuale. In tabella 40, la stessa analisi mostra anche le aggregazioni dei risultati mensili relative alle stagioni di accensione e di spegnimento dei sistemi di riscaldamento.

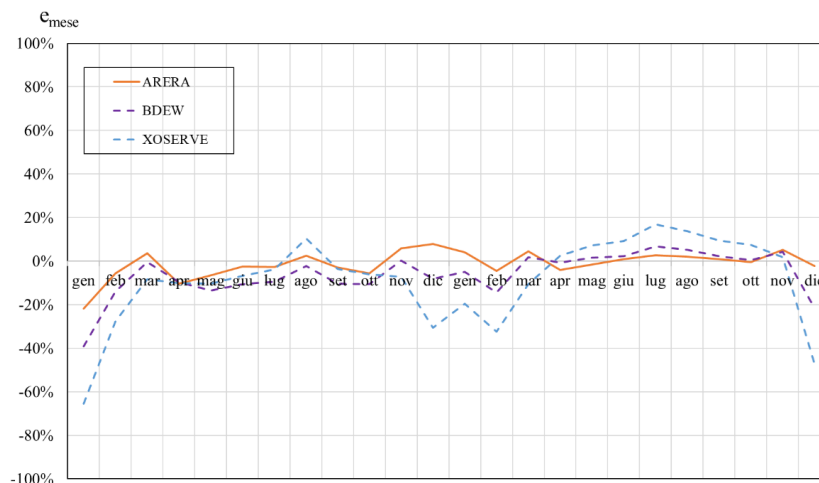


Figura 64 – Errore relativo mensile ottenuto per le tre metodologie analizzate

Tabella 40 – Errori stagionali e annuali per le tre metodologie analizzate

		Metodo	IT		UK		Ger	
		RGC _{mis} [MS m3]	RGC _{stim} ^e [MS m3]	[%]	RGC _{stim} ^e [MS m3]	[%]	RGC _{stim} ^e [MS m3]	[%]
2017	HS *	17.22	16.58	3.67%	14.73	14.42%	15.41	10.51%
	nHS *	11.04	10.56	4.32%	11.54	-4.59%	10.44	5.39%
2018	HS *	14.91	15.05	-0.99%	13.12	12.09%	13.88	6.99%
	nHS *	11.23	11.22	0.06%	11.97	-6.64%	11.53	-2.72%
2017	anno	28.25	27.14	3.93%	26.28	6.99%	25.85	8.51%
2018	anno	26.13	26.27	-0.53%	25.09	3.98%	25.41	2.78%

Come evidenziato in Figura 64 e in tabella 40, i metodi analizzati presentano errori non trascurabili su base mensile che tendono a ridursi considerevolmente quando si allarga l'orizzonte temporale e si analizza l'errore annuale.

In merito all'errore relativo al mese di gennaio 2017, si può osservare che tutti i metodi testati sottostimano notevolmente i prelievi della rete. Questo risultato è imputabile ad un'ondata di freddo eccezionale che ha interessato l'Europa e che i modelli, essendo definiti sulla base dei consumi dell'anno precedente, non sono stati in grado di descrivere correttamente.

Come prevedibile, le migliori performance si registrano per il metodo italiano in virtù del fatto che il caso di studio è una rete di distribuzione italiana. Infatti, l'applicazione dei profili di prelievo standard definiti sulla base delle abitudini, delle tipologie di edifici e delle condizioni climatiche tipiche di aree continentali (i.e. Regno Unito e Germania), a utenti residenti nell'area mediterranea, può comportare una minore accuratezza dei risultati. Questo dovrebbe anche spiegare perché sia il metodo tedesco che quello inglese sovrastimano notevolmente il consumo di gas durante i mesi estivi (risultato particolarmente evidente per i mesi caldi del 2018), dove anche il progressivo svuotamento delle città nei mesi di luglio e agosto dovrebbe essere considerato come uno dei principali contributi all'incertezza.

Tuttavia, è opportuno porre evidenza sui risultati ottenuti attraverso il metodo tedesco per i mesi invernali del biennio considerato. Questi, infatti, risultano essere comparabili con quelli ottenuti attraverso l'applicazione del metodo italiano, ottenendo anche errori più bassi in alcuni mesi (i.e. ottobre 2017, marzo 2018, novembre 2018). Questo risultato potrebbe dipendere dal fatto che i profili standard definiti dall'autorità tedesca presentano una dipendenza esplicita dalla temperatura, a differenza dei profili standard definiti dall'ARERA, che tengono conto delle condizioni climatiche esclusivamente attraverso la dipendenza dalla zona climatica senza considerare i dati di temperatura puntuali. Per quanto riguarda il metodo adottato

del Regno Unito, si può osservare che questo sottostima sistematicamente i consumi nei mesi invernali (i.e. da gennaio a marzo, novembre e dicembre) e sovrastima sistematicamente i consumi nei mesi estivi (i.e. da aprile a settembre). Le performance peggiori registrate per il metodo adottato nel Regno Unito, sono ascrivibili ai parametri scelti per la costruzione della variabile meteorologica composta (i.e. vento e temperatura) che, probabilmente, risultano maggiormente significativi nella descrizione di un clima continentale piuttosto che nel caratterizzare le peculiarità di un clima mediterraneo per il quale potrebbero essere più rappresentative la temperatura e la radiazione solare. In Figura 65 sono riportati i risultati i consumi stimati attraverso le tre metodologie, messi a confronto con il dato misurato in corrispondenza degli impianti attraverso cui il gas viene immesso nella rete.

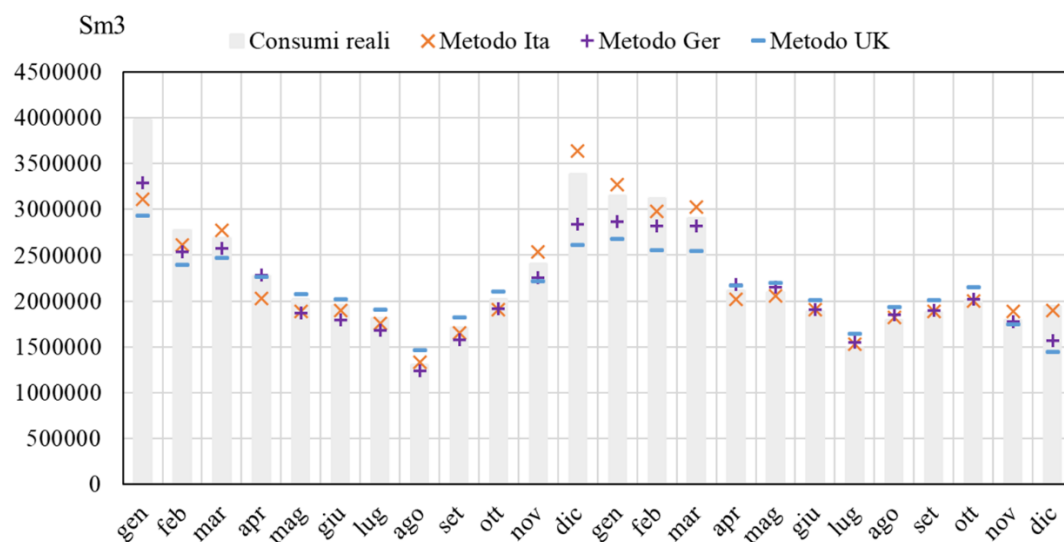


Figura 65– Consumi mensili stimati attraverso le metodologie descritte

Per quanto detto fino ad ora, la massiccia presenza di utenti NDM all'interno delle reti di distribuzione, introduce un ulteriore elemento di indeterminatezza in fase di chiusura del bilancio fisico. I risultati ottenuti evidenziano degli errori assolutamente non trascurabili nell'ottica di definire delle soglie di accettabilità per la quota di sbilanciamento della rete che possa essere inserita in un quadro normativo che si prefigga lo scopo di responsabilizzare l'intera filiera sul problema del gas non contabilizzato. In seconda battuta, nell'ottica di perseguire un'ottimizzazione del processo di allocazione dei consumi, quindi, della stima delle diverse aliquote del bilancio della rete di distribuzione, è opportuno identificare dove risiedono le possibili inefficienze dei metodi adottati per la profilazione. A tale scopo, è necessario condurre un'analisi sulle cause che possano determinare degli errori sistematici nella stima dei

consumi degli utenti NDM. Tra queste, le principali che meritano un approfondimento sono:

- la categorizzazione dell'utente che spesso non rispecchia le reali abitudini e i reali utilizzi che questo fa del gas naturale;
- l'accuratezza degli SLP definiti dalle normative nazionali e utilizzati per modellare il comportamento degli utenti finali;
- l'accuratezza dei dati climatici utilizzati;
- la frequenza di successo delle letture dei contatori riuscite e il periodo in cui queste vengono eseguite. Tra i contributi elencati, la frequenza di successo delle letture dei contatori è sicuramente uno dei più rilevanti. Infatti, i consumi di gas attribuibili alle utenze sono estremamente variabili nel tempo e dipendono da numerosi fattori quali le condizioni meteorologiche tra una lettura e l'altra, il tasso di occupazione degli ambienti, la propensione al risparmio energetico a sua volta funzione di fattori economici e normativi

I dati riportati in figura 64 e in tabella 40 precedentemente commentati, sono stati calcolati potendo disporre mediamente di meno di una lettura l'anno per ogni utente. L'errore di stima può ridursi notevolmente aumentando il numero di letture annuali ed eseguendo periodicamente delle sessioni di "riconciliazione".

Allo scopo di simulare gli effetti di un incremento del numero di letture, combinati con una sessione di "riconciliazione" condotta con l'obiettivo di correggere la stima per gli utenti per cui è disponibile una nuova lettura, sono stati ipotizzati quattro scenari: i) meno di una lettura l'anno per ogni utente, senza riconciliazione (scenario #0); ii) due letture l'anno per ogni utente (scenario #1); iii) quattro letture l'anno per ogni utente (scenario #2) iv) sei letture l'anno per ogni utente (scenario #3). I diversi scenari sono stati simulati ipotizzando il 100% di successo per i tentativi di lettura e immaginando che, queste vengano realizzate in maniera equamente distribuita nell'arco di uno degli anni oggetto di studio (i.e. 2017). Quanto detto, su base mensile comporta che:

- nello scenario #0, nessuno degli utenti vede annullarsi il proprio errore in una sessione di riconciliazione (scenario di partenza discusso precedentemente);
- nello scenario #1, un sesto degli utenti avrà errore nullo;
- nello scenario #2, un terzo degli utenti avrà errore nullo;
- nello scenario #3, la metà degli utenti avrà errore nullo;

In Figura 66 sono riportati i valori della deviazione standard mensile (σ) per ognuno dei metodi applicati, mentre il Figura 67 sono riportati gli andamenti dell'errore annuale nei quattro scenari.

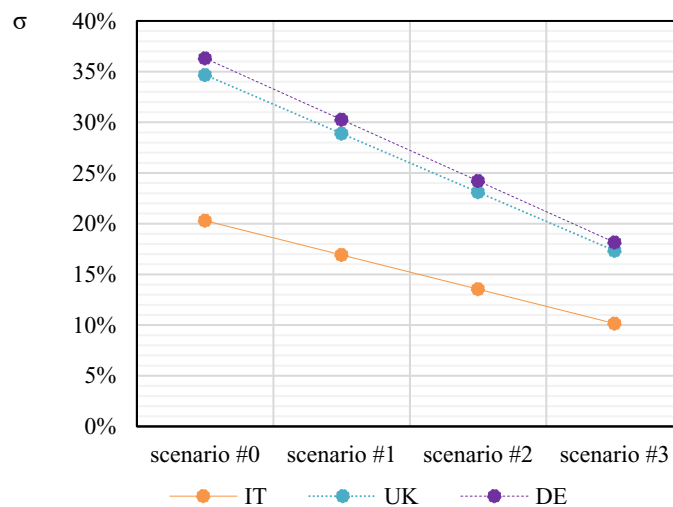


Figura 66 –Deviazione standard mensile dei tre metodi nei 4 scenari descritti (anno 2017)

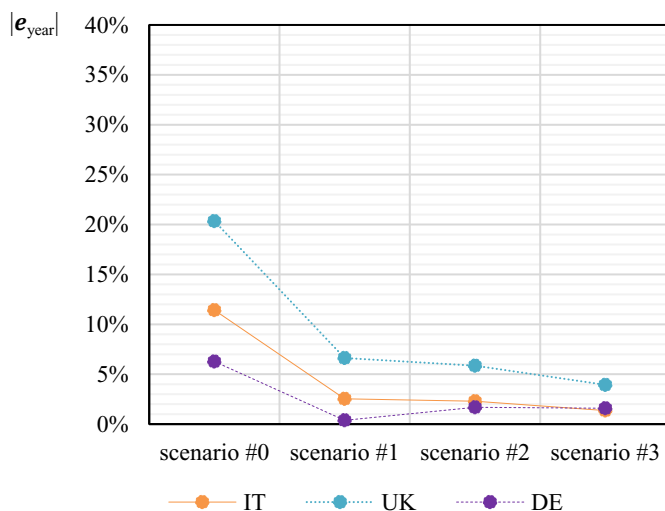


Figura 67 –Errore annuale per ogni scenario (anno 2017)

Sia la deviazione standard mensile che l'errore annuale si riducono fortemente con l'aumentare del numero di letture annuali del contatore, raggiungendo valori assoluti rispettivamente di circa il 10% e il 2% nel caso del metodo italiano. Infatti, gli errori annuali osservati nello scenario # 0 (i.e. circa -11%, -20% e + 6% rispettivamente per i metodi italiano, inglese e tedesco) si riducono tutti fino ad essere inferiori al 5% come mostrato in Figura 68. Il risultato appena discusso evidenzia l'elevato potenziale di questi metodi soprattutto alla luce del fatto che in Italia e nella maggior parte dei Paesi UE, le società di distribuzione sono obbligate a effettuare almeno 2 tentativi di lettura del contatore all'anno (scenario # 1).

Allo scopo di approfondire gli effetti sull'accuratezza della stima di una nuova lettura e di valutare gli effetti di una categorizzazione dell'utente non ottimale, è stato applicato il solo modello adottato in Italia (il più performante) su alcuni edifici residenziali dotati di smart meter, quindi, per i quali erano disponibili anche i dati di misura reali. In Figura 68 sono riportati gli edifici che costituiscono il campione oggetto di approfondimento. Si tratta di un parco residenziale costituito da cinque edifici dotati di caldaie per il riscaldamento centralizzato.

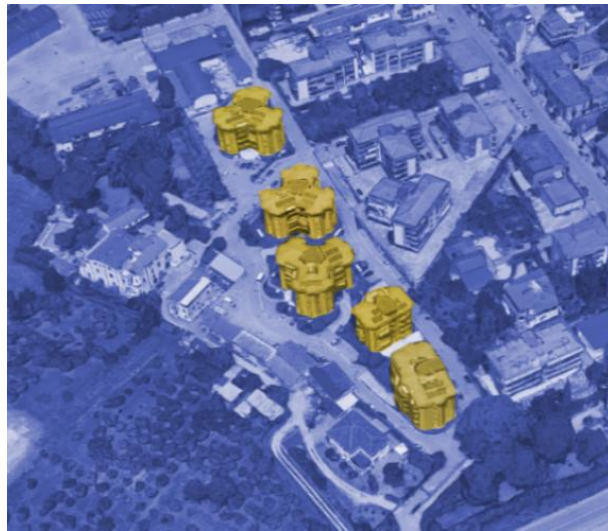


Figura 68– Edifici per i quali sono disponibili letture giornaliere

L'applicazione della metodologia italiana su questa scala ha permesso di osservare alcuni aspetti interessanti relativi alla categorizzazione dei profili adottata in Italia, basata sul consumo annuale previsto dichiarato in fase di stipula del contratto, nonché all'effetto di un aumento delle letture del contatore.

Nel grafico in Figura 69, sono riportati, su curve differenti, i consumi teleletti e stimati di uno dei cinque edifici residenziali appartenente al parco in Figura 69. L'utenza associata all'edificio oggetto di analisi è categorizzata come C1 (i.e. solo riscaldamento Tab.37), ne consegue che, al di fuori della stagione di riscaldamento (i.e. dal 15 novembre al 31 marzo per la zona C), i consumi di gas dovrebbero essere nulli. Nel grafico è riportata anche la stima dei consumi fatta associando all'utente la categoria d'uso C3 (i.e. riscaldamento, cottura cibi e produzione di acqua calda Tab.37).

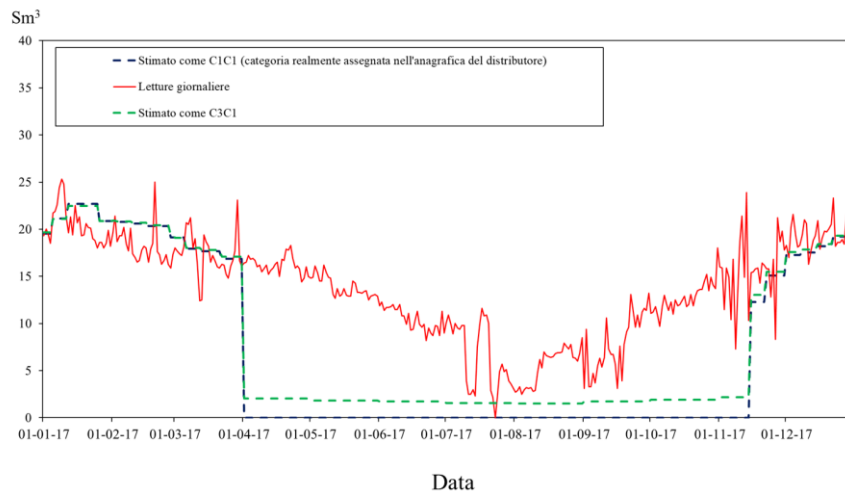


Figura 69 – Effetto di una categorizzazione dell'utenza inefficiente

Dall'analisi delle tre curve si può osservare che la categoria assegnata non rispecchia il reale utilizzo che l'utente fa del gas, quindi, il cambio con una categoria d'uso che prevede l'utilizzo anche nella cottura dei cibi e nella produzione di acqua comporta un beneficio per la stima. Una seconda osservazione riguarda le reali date di accensione e spegnimento degli impianti di riscaldamento che, in questo caso, non coincidono con quelle previste per la zona climatica in cui è situato l'edificio. Ne consegue che una metodologia che tenga conto della risposta degli utenti alle reali condizioni climatiche, potrebbe risultare più efficiente rispetto a questa tutt'ora in vigore che tiene conto esclusivamente dell'appartenenza ad una zona climatica.

Nel grafico riportato in Fig.70, si osserva invece l'effetto di una nuova lettura, utilizzata nell'aggiornamento del fattore CV nell'Equazione 34, sulla stima dei consumi dell'utente.

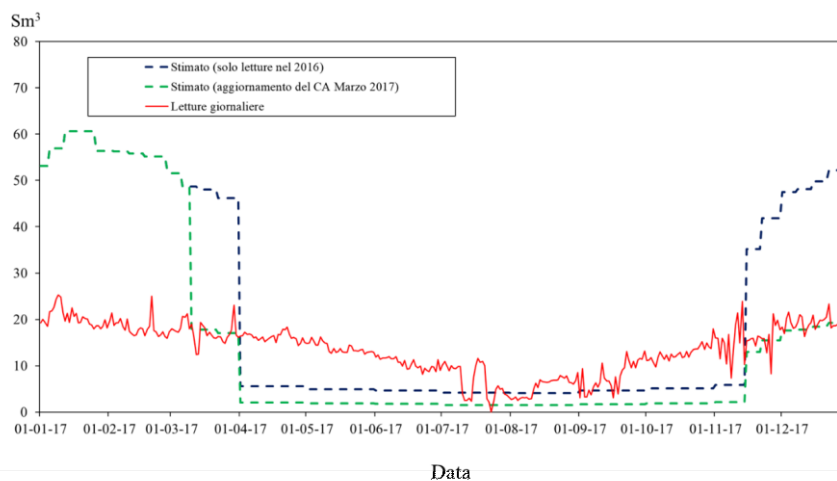


Figura 70 – Effetto di una nuova lettura sull'accuratezza della stima dei consumi giornalieri

Questo, infatti, riporta i risultati dell'analisi svolta in termini di consumi di gas giornalieri sia misurati che stimati, rispettivamente con e senza aggiornamento del CV. Seguendo la curva tratteggiata in verde, si osserva un netto miglioramento della stima a partire dal momento in cui viene registrata una nuova lettura del contatore (nel mese di marzo 2017) a riprova del fatto che un aumento della frequenza di lettura incrementa notevolmente l'efficienza della metodologia di stima.

CONCLUSIONI

In questo lavoro è stata affrontata la tematica della gestione delle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale con particolare riferimento alle problematiche legate alla sicurezza e alla stabilità del servizio nonché al bilanciamento fisico dei flussi in esse transitanti. A questo scopo sono state sviluppate delle metodologie per l'analisi della resilienza di un sistema di distribuzione e per la valutazione del rischio che in esso si verifichino dei disservizi a seguito della rottura di un segmento di condotta. Sono state inoltre analizzate le cause che possono determinare lo sbilanciamento delle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, con particolare attenzione alle problematiche legate alla misura dei volumi sulle reti di trasporto e alla stima dei consumi degli utenti non teleletti nelle reti di distribuzione. Allo scopo di testare l'efficacia delle metodologie proposte e di analizzare le condizioni in cui vengono misurate e stimate le aliquote che costituiscono il bilancio delle reti, sono state condotte analisi su casi di studio reali, i cui risultati sono stati presentati in questo elaborato di tesi.

In particolare, nel *primo capitolo* è stata affrontata la tematica della modellazione numerica delle reti di distribuzione del gas naturale allo scopo di definire due metodologie per condurre, rispettivamente, un'analisi della resilienza e un'analisi del rischio associato al servizio di distribuzione di gas. Entrambe le metodologie sono basate su un framework software, che consente la simulazione del funzionamento delle reti di distribuzione in diversi scenari di funzionamento, consentendo uno studio dell'impatto dei guasti nelle suddette reti. Attraverso questo studio sono state analizzate le risposte di due reti reali in presenza di guasti valutando in diversi scenari e in diversi assetti gli effetti di questi sul livello di servizio per gli utenti finali.

In particolare attraverso la metodologia sviluppata per la valutazione della resilienza del sistema sono state: a) simulate sistematicamente le condizioni di guasto di tutti gli impianti di riduzione della pressione, analizzando di volta in volta i problemi

per la qualità del servizio riscontrati nei diversi scenari; b) individuate le strategie di gestione operativa più efficaci per ridurre il rischio di interruzione del servizio e aumentare la resilienza della rete.

La sperimentazione della metodologia su un caso di studio reale di una rete di distribuzione del sud-Italia ha mostrato l'efficacia di tale approccio in grado di evitare o ridurre al minimo il rischio di interruzione del servizio, attraverso:

- i) l'individuazione della tipologia di guasto e delle condizioni operative di funzionamento a maggior impatto;
- ii) lo studio dell'andamento orario del numero di utenti/nodi disserviti e la programmazione opportuna degli interventi di ripristino;
- iii) lo studio delle strategie di ripristino e l'individuazione delle finestre temporali ottimali per schedare delle interruzioni programmate (e.g. mirando all'interruzione di poche utenze che possono essere più facilmente riattivate dopo la riparazione del guasto).

Per quanto riguarda invece la metodologia di l'analisi del rischio, sono stati: i) definiti due indici, rispettivamente, per la valutazione del rischio sociale ed economico associato al disservizio provocato dalla rottura di un segmento di condotta; ii) simulati in maniera sistematica le rotture di tutti i segmenti che costituiscono una rete reale allo scopo di testare l'efficacia della metodologia proposta. La sperimentazione su un caso di studio reale ha consentito di testare l'efficacia della metodologia proposta e degli indicatori definiti attraverso:

- i) la rappresentazione degli indici di rischio in forma cartografica che ha consentito l'identificazione immediata di aree della rete caratterizzate da una maggiore fragilità;
- ii) la possibilità di definire delle soglie di accettabilità del rischio di cui tenere conto in fase di pianificazione di interventi strutturali che mirino ad un incremento della stabilità del servizio.

L'approccio proposto potrà in futuro essere sempre più efficace grazie alla maggiore disponibilità di smart meters. Questi strumenti consentiranno di profilare meglio le utenze sulla base dei consumi effettivi e di costruire assetti e modelli di funzionamento della rete sempre più precisi ed affidabili. Inoltre, l'applicazione di

queste metodologie a particolari casi di studi quali le smart grids, consentirà di investigare le possibili interazioni tra le diverse reti energetiche, consentendo di definire delle logiche di gestione più complesse che tengano conto della possibilità di propagazione tra reti interconnesse.

L'analisi effettuata sulle possibili cause che determinano il gas non contabilizzato sulla rete di trasporto oggetto del caso di studio discusso nel secondo capitolo, ha evidenziato alcune criticità che interessano il processo di misura delle portate transitate attraverso le stazioni di misura. Per quanto riguarda la misura della portata, dall'analisi condotta è emerso che:

- più della metà dei misuratori ha un'età maggiore di 10 anni e circa un quarto maggiore di 20 anni; ciò sommato all'assenza di un obbligo per la verifica in servizio, comporta una deriva degli strumenti connessa al deterioramento degli organi rotanti, che determina una sottostima sistematica dei volumi transitati;
- circa il 12% delle portate medie giornaliere $Q_{ero,med}$ misurate risultano inferiori alla portata minima del misuratore e circa il 51% risulta compreso tra la portata minima e la portata di transizione; ciò è determinato dal fatto che la maggior parte dei city gate non effettua il cambio linea stagionale o lo effettua in modo asincrono rispetto alla variazione dei profili di prelievo.

Pertanto, si ritiene che la misura dei volumi in condizioni di basso flusso rappresenti una delle principali cause di GNC positivo nel bilancio della rete. Dall'analisi effettuata emerge che, per ridurre in modo efficace l'entità del GNC, andrebbero implementate le seguenti azioni di miglioramento:

- la sostituzione dei misuratori volumetrici più vetusti e di quelli che operano al di fuori del campo di misura ottimale;
- la verifica, in campo o in laboratorio, di tutti i misuratori con una frequenza almeno conforme al decreto DM 93/2017 e la conferma metrologica con frequenza almeno annuale;

- la gestione ottimale del cambio linea stagionale mediante sistemi automatici o in alternativa la definizione ed applicazione di protocolli di gestione del cambio linea.

L'analisi effettuata sulle erogazioni da stoccaggio ha evidenziato che può riscontrarsi la presenza di flussi bifase in condotta in alcuni impianti e in alcune condizioni particolari e che questa può determinare errori significativi di misura sul volume. In particolare:

- i misuratori venturimetrici sono sensibili alla presenza di condense e tipicamente tendono a sovrastimare le quantità di gas misurate. In letteratura sono disponibili fattori di correzione da applicare al volume misurato in presenza di condensato;
- i misuratori ad ultrasuoni sono sensibili alla presenza di condense e tipicamente presentano over-reading in presenza di gas. Tale sovrastima diminuisce al diminuire del contenuto di condensato ed all'aumentare della velocità e della pressione di esercizio;
- il gas umido influenza anche la determinazione del fattore di compressibilità Z , in particolare, la norma UNI EN ISO 12213-2 è applicabile a miscele con concentrazioni d'acqua inferiori a 0.00015 in frazione molare e l'errore commesso al di fuori del suddetto campo (mediante confronto con la recente UNI EN ISO 20765-2, caratterizzata da un campo di validità più ampio) ha dimostrato che non esiste una significativa influenza dell'umidità del gas nella stima del coefficiente di compressibilità Z , nelle condizioni termodinamiche tipiche dello stoccaggio.

Dall'analisi effettuata emerge che per ridurre in modo efficace l'entità del GNC occorrerebbe:

- utilizzare sistemi di misura e deumidificazione efficienti in uscita dagli impianti di stoccaggio e di produzione;
- utilizzare sistemi automatici per la rilevazione del condensato nella condotta (anche studiando l'efficacia di sensori esterni di controllo ad ultrasuoni del tipo clamp-on)

- garantire il drenaggio del condensato a monte del misuratore nelle condizioni di misura critiche.

Infine, l'analisi effettuata ha evidenziato alcune criticità nella misura della temperatura del gas in corrispondenza delle stazioni di misura della portata, derivanti dalle condizioni di installazione dei sensori, dalle modalità di misura, nonché dall'assenza di coibentazione del tratto di misura. In particolare, dall'analisi teorica e dalla campagna sperimentale in laboratorio è emerso che:

- in regime estivo caratterizzato da minore velocità del fluido e da maggiore temperatura superficiale della condotta, si riscontrano tre effetti sistematici dello stesso segno che comportano un aumento della temperatura misurata dovuto a: i) effetto dello stelo del pozzetto; ii) effetto dell'irraggiamento del condotto sullo stelo, iii) effetto del riscaldamento del fluido a valle del misuratore di portata;
- la sovrastima (sottostima) sistematica della temperatura del gas determina un errore sistematico negativo (positivo) in termini di volumi standard; dal momento che le condotte nelle stazioni di importazione sono generalmente coibentate (al contrario degli impianti di riconsegna), questo errore dà luogo ad un aumento del GNC in regime estivo e ad una diminuzione in regime invernale;
- l'effetto risultante sul GNC nei due regimi di funzionamento osservati non risulta simmetrico a causa sia della differente temperatura dei condotti (le differenze in regime invernale sono molto più contenute) sia della non linearità degli effetti radiativi e della maggiore velocità del gas nel regime invernale;
- i risultati delle analisi sperimentali a pressione atmosferica in laboratorio hanno dimostrato che gli errori di misura della temperatura possono variare da 1,5 °C fino anche a 10 °C al variare della temperatura delle pareti della condotta e della velocità del flusso al suo interno; questi errori risulterebbero fortemente attenuati all'aumentare della pressione (e.g. alla pressione di 30 bar, l'errore stimato è compreso tra circa 0.2 e 6.0 °C);

- l'analisi di sensibilità dell'errore sistematico sui volumi misurati e sul GNC in funzione sia dell'entità dell'errore in temperatura (con un errore compreso tra 0 e +2.5 °C), sia degli impianti di misura interessati (i.e. da 5% a 30% del volume) ha mostrato che gli effetti sul GNC annuale possono essere compresi tra +0.002% e +0.059%.

Dall'analisi effettuata emerge che per ridurre in modo efficace l'entità del GNC occorrerebbe intervenire su:

- la coibentazione e/o schermatura delle linee e degli strumenti di misura;
- l'adeguato dimensionamento in termini di lunghezza e spessore dei pozzetti termometrici, il loro posizionamento ottimale (e.g. obliquo) per diametri ridotti;
- l'utilizzo di idonei fluidi di accoppiamento conduttivi nel contatto pozzetto-sonda;
- l'utilizzo di pozzetti a bassa emissività o schermati;
- il posizionamento del pozzetto non eccessivamente distante dall'elemento primario (i.e. a non più di due diametri);

Al fine di stimare in modo puntuale l'influenza di tale problematica, si ritiene inoltre utile: a) proseguire le prove sperimentali condotte in laboratorio anche in campo, b) estendere lo studio teorico ad un'analisi numerica dettagliata che consenta di valutare gli effetti dei tre errori sistematici sulla temperatura nelle condizioni tipiche di misura delle reti di trasporto del gas naturale.

Infine nel **terzo capitolo** è stata approfondito l'impatto sulla chiusura del bilancio delle reti di distribuzione, della stima dei consumi degli utenti per i quali il dato di misura deve essere ricostruito sulla base di poche letture sporadiche effettuate all'interno del periodo di rendicontazione. Tale impatto è stato analizzato attraverso lo studio e l'applicazione ad un caso di studio reale delle metodologie di stima dei consumi, adottate nei tre paesi europei con i maggiori consumi di gas naturale d'Europa (i.e. Inghilterra, Germania, Italia).

Tale studio ha consentito di identificare alcune inefficienze della metodologia attualmente in vigore nel nostro paese. In particolare, è stato osservato che:

- i) la definizione di profili di prelievo per gli utenti basata, sull'appartenenza ad una zona climatica, quindi esclusivamente sulla posizione geografica della rete, risulta inefficace in quanto non in grado di catturare la reale risposta, in termini di consumo, alle reali condizioni climatiche;
- ii) il numero medio di letture per utente registrato nei due anni considerati risulta insufficiente allo scopo di perseguire una stima accurata dei consumi degli utenti NDM. Ciò è dovuto al fatto che, la normativa italiana impone alle società di distribuzione un minimo di due tentativi di lettura l'anno per utente;
- iii) l'assegnazione delle categorie di prelievo, che in Italia viene condotta esclusivamente sulla base dei consumi annui previsti in fase di stipula del contratto di allaccio dell'utente, non rispecchia le reali abitudini di consumo degli utenti ed è causa della sottostima degli stessi.

Allo scopo di rendere più efficiente la metodologia attualmente in vigore nel nostro Paese, si ritiene quindi necessaria un'ottimizzazione dei processi di acquisizione delle letture, che comporti una maggiore disponibilità di dati utili per l'aggiornamento dei profili stimati.

Si ritiene inoltre necessario perseguire una modalità di assegnazione delle categorie di prelievo che rispecchi le reali esigenze di consumo dell'utente. A tal proposito, la metodologia adottata in Germania presenta un vastissimo numero di profili diversi che consentono una caratterizzazione dettagliata delle abitudini di consumo sia degli utenti residenziali, sia degli utenti commerciali/industriali e, in tal senso, rappresenta un riferimento da prendere in considerazione allo scopo di rendere più efficiente la nostra metodologia.

Infine, con l'obiettivo di migliorare la profilazione, è necessaria una migliore caratterizzazione della risposta degli utenti, in termini di richiesta di gas, alle reali condizioni climatiche cui essi sono sottoposti. A tale scopo, oltre a sperimentare nuove funzioni matematiche quali ad esempio le funzioni sigmoidee che hanno dimostrato di essere molto efficaci nella descrizione dei consumi energetici, è necessario individuare le variabili climatiche che meglio descrivono le abitudini di consumo degli utenti soggetti ad un clima mediterraneo (i.e. la radiazione solare).

REFERENCES

- [1] Statistical Review of World Energy. 69th ed. 2020.
- [2] BP Energy Outlook 2019 edition. British Petroleum; 2019.
- [3] CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply. Council of European Energy Regulators (CEER); 2018.
- [4] Bliet FW, van den Noort A, Roossien B, Kamphuis R, de Wit J, van der Velde J, et al. The role of natural gas in smart grids. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 2011;3:608–16. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2011.07.008>.
- [5] Lehner M, Tichler R, Steinmüller H, Koppe M. *Power-to-Gas: Technology and Business Models*. Cham: Springer International Publishing; 2014. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-03995-4>.
- [6] Leonzio G. Process analysis of biological Sabatier reaction for bio-methane production. *Chemical Engineering Journal* 2016;290:490–8. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2016.01.068>.
- [7] Pellegrino S, Lanzini A, Leone P. Greening the gas network – The need for modelling the distributed injection of alternative fuels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017;70:266–86. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.243>.
- [8] Guandalini G, Colbertaldo P, Campanari S. Dynamic Quality Tracking of Natural Gas and Hydrogen Mixture in a Portion of Natural Gas Grid. *Energy Procedia* 2015;75:1037–43. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.376>.
- [9] Ministero dello sviluppo economico (MiSE). Piano Nazionale per l’Energia e Il Clima (PNIEC) 2019.
- [10] COM(2005) 576 final GREEN PAPER ON A EUROPEAN PROGRAMME FOR CRITICAL INFRASTRUCTURE PROTECTION 2005.
- [11] Matanovic D, Gaurina-Medimurec N, Simon K, editors. *Risk analysis for prevention of hazardous situations in petroleum and natural gas engineering*. Hershey, PA: Engineering Science Reference, an imprint of IGI Global; 2014.
- [12] Snam. Codice di Rete n.d.
- [13] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. DELIBERAZIONE 28 MARZO 2019 114/2019/R/GAS 2019.
- [14] ARERA, Italian Regulatory Authority for Energy, Grids and Environment. DETERMINAZIONE N. 76/DAGR/2018 2018.
- [15] European Commission. Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC 2009.

[16] European Commission. Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC 2009.

[17] European Commission. Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity. (COM(2014) 356 final), Brussels 2014.

[18] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. DELIBERAZIONE 18 DICEMBRE 2018 669/2018/R/GAS, AAggiornamento degli obblifhi di messa in servizio degli smart meter gas (G4-G6) 2018.

[19] American Society of Mechanical Engineers (ASME). Innovative Technological Institute (ITI). Washington, D.C.: ASME ITI, LLC; 2009 n.d.

[20] NIAC. CRITICAL INFRASTRUCTURE RESILIENCE FINAL REPORT AND RECOMMENDATIONS 2009.

[21] Bruneau M, Chang SE, Eguchi RT, Lee GC, O'Rourke TD, Reinhorn AM, et al. A Framework to Quantitatively Assess and Enhance the Seismic Resilience of Communities. *Earthquake Spectra* 2003;19:733–52. <https://doi.org/10.1193/1.1623497>.

[22] Liu W, Song Z. Review of studies on the resilience of urban critical infrastructure networks. *Reliability Engineering & System Safety* 2020;193:106617. <https://doi.org/10.1016/j.res.2019.106617>.

[23] Esposito S, Giovinazzi S, Elefante L, Iervolino I. Performance of the L'Aquila (central Italy) gas distribution network in the 2009 ($M_w 6.3$) earthquake. *Bull Earthquake Eng* 2013;11:2447–66. <https://doi.org/10.1007/s10518-013-9478-8>.

[24] Cimellaro GP, Villa O, Bruneau M. Resilience-Based Design of Natural Gas Distribution Networks. *J Infrastruct Syst* 2015;21:05014005. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)IS.1943-555X.0000204](https://doi.org/10.1061/(ASCE)IS.1943-555X.0000204).

[25] Golar A, Esmaeily A. Quantification and Enhancement of the Resilience of Infrastructure Networks. *J Pipeline Syst Eng Pract* 2017;8:04016013. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)PS.1949-1204.0000250](https://doi.org/10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000250).

[26] Kyriakidis M, Lustenberger P, Burgherr P, Dang VN, Hirschberg S. Quantifying Energy Systems Resilience-A Simulation Approach to Assess Recovery. *Energy Technol* 2018;6:1700–6. <https://doi.org/10.1002/ente.201700841>.

[27] Wadhawan Y, Neuman C. Evaluating Resilience of Gas Pipeline Systems Under Cyber-Physical Attacks: A Function-Based Methodology. *Proceedings of the 2nd ACM Workshop on Cyber-Physical Systems Security and Privacy - CPS-SPC '16*, Vienna, Austria: ACM Press; 2016, p. 71–80. <https://doi.org/10.1145/2994487.2994488>.

- [28] Muhlbauer WK. Pipeline risk assessment: the definitive approach and its role in risk management. 2015.
- [29] Aloqaily A. Cross Country Pipeline Risk Assessments and Mitigation Strategies. 2018.
- [30] G D Goodfellow, Dr C J Lyons, Dr J V Haswell. UKOPA Pipeline Product Loss Incidents and Faults Report (1962 – 2016). UKOPA; 2018.
- [31] Safety Report “Transportation Safety Databases.” National Transportation Safety Board (Washington, D.C.); 2002.
- [32] A Guideline "Using or Creating Incident Databases for Natural Gas Transmission Pipelines. 23rd World Gas Conference June 1–5, 2006 Amsterdam, The Netherlands; 2006.
- [33] 10th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2016). EGIG; 2018.
- [34] Available at <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/distribution-transmission-gathering-lng-and-liquid-incident-and-incident-data> n.d.
- [35] Canada, National Energy Board. Focus on safety and environment, a comparative analysis of pipeline performance, 2000-03: performance indicators. Calgary, AB: National Energy Board; 2005.
- [36] Han ZY, Weng WG. Comparison study on qualitative and quantitative risk assessment methods for urban natural gas pipeline network. *Journal of Hazardous Materials* 2011;189:509–18. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2011.02.067>.
- [37] Han ZY, Weng WG. An integrated quantitative risk analysis method for natural gas pipeline network. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 2010;23:428–36. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2010.02.003>.
- [38] Ma L, Cheng L, Li M. Quantitative risk analysis of urban natural gas pipeline networks using geographical information systems. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 2013;26:1183–92. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2013.05.001>.
- [39] Vianello C, Maschio G. Quantitative risk assessment of the Italian gas distribution network. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 2014;32:5–17. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2014.07.004>.
- [40] Sacco T, Compare M, Zio E, Sansavini G. Portfolio decision analysis for risk-based maintenance of gas networks. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 2019;60:269–81. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2019.04.002>.

[41] Cavalieri F. Seismic risk assessment of natural gas networks with steady-state flow computation. *International Journal of Critical Infrastructure Protection* 2020;28:100339. <https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2020.100339>.

[42] Esposito S, Iervolino I, d’Onofrio A, Santo A, Cavalieri F, Franchin P. Simulation-Based Seismic Risk Assessment of Gas Distribution Networks: Seismic risk assessment of gas networks. *Computer-Aided Civil and Infrastructure Engineering* 2015;30:508–23. <https://doi.org/10.1111/mice.12105>.

[43] Lustenberger P, Schumacher F, Spada M, Burgherr P, Stojadinovic B. Assessing the Performance of the European Natural Gas Network for Selected Supply Disruption Scenarios Using Open-Source Information. *Energies* 2019;12:4685. <https://doi.org/10.3390/en12244685>.

[44] Available at <https://www.entsog.eu/maps> n.d.

[45] Kim W, Burgherr P, Spada M, Lustenberger P, Kalinina A, Hirschberg S. Energy-related Severe Accident Database (ENSAD): cloud-based geospatial platform. *Big Earth Data* 2018;2:368–94. <https://doi.org/10.1080/20964471.2019.1586276>.

[46] Available at: <http://www.hrwallingford.it/software/infoworks-w>, last accessed 3/08/2020. n.d.

[47] Available at: <https://kypipe.com/gas/>, last accessed 3/08/2020 n.d.

[48] Available at: <https://encoord.com/SAInt.html>, last accessed 3/08/2020. n.d.

[49] Available at: https://www.dnvgi.com/services/hydraulic-modelling-and-simulation-software-synergi-gas-3894?utm_campaign=pipeline_synergi_gas&utm_source=google&utm_medium=cpc&gclid=EAIaIQobChMIycDs3tG96AIVkUMYChlj6wQ5EAAYASAAEgILefD_BwE&gclidsrc=aw.ds, last accessed 3/08/2020. n.d.

[50] Cavalieri F. Steady-state flow computation in gas distribution networks with multiple pressure levels. *Energy* 2017;121:781–91. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.062>.

[51] Herrán-González A, De La Cruz JM, De Andrés-Toro B, Risco-Martín JL. Modeling and simulation of a gas distribution pipeline network. *Applied Mathematical Modelling* 2009;33:1584–600. <https://doi.org/10.1016/j.apm.2008.02.012>.

[52] EGIG. 9th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2013) 2015.

[53] PHMSA-US Department of Transportation. Pipeline Incident 20 Year Trend 2019.

[54] ARERA, Italian Regulatory Authority for Energy, Grids and Environment. Annual report on the status of services and on the performed activity 2018.

- [55] Wu J, Zhou R, Xu S, Wu Z. Probabilistic analysis of natural gas pipeline network accident based on Bayesian network. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 2017;46:126–36. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2017.01.025>.
- [56] Liu C, Shahidehpour M, Wang J. Coordinated scheduling of electricity and natural gas infrastructures with a transient model for natural gas flow. *Chaos: An Interdisciplinary Journal of Nonlinear Science* 2011;21:025102. <https://doi.org/10.1063/1.3600761>.
- [57] Y. Qiu, S. Grundel, M. Stoll, P. Benner. Efficient Numerical Methods for Gas Network Modeling and Simulation, ArXiv180707142 Math, Available at: <http://arxiv.org/abs/1807.07142>, last accessed 04/23/2020 2018.
- [58] S. Grundel, L. Jansen. Efficient simulation of transient gas networks using IMEX integration schemes and MOR methods, presented at 2015 IEEE 54th Annual Conference on Decision and Control (CDC), Osaka, Japan. 2015.
- [59] Hadian M, AliAkbari N, Karami M. Using artificial neural network predictive controller optimized with Cuckoo Algorithm for pressure tracking in gas distribution network. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 2015;27:1446–54. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.10.009>.
- [60] Ficco G. Metrological performance of diaphragm gas meters in distribution networks. *Flow Measurement and Instrumentation* 2014;37:65–72. <https://doi.org/10.1016/j.flowmeasinst.2014.03.005>.
- [61] Ficco G, Celenza L, Dell’Isola M, Frattolillo A, Vigo P. Experimental evaluation of thermal mass smart meters influence factors. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 2016;32:556–65. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.04.025>.
- [62] Coelho PM, Pinho C. Considerations about equations for steady state flow in natural gas pipelines. *J Braz Soc Mech Sci & Eng* 2007;29:262–73. <https://doi.org/10.1590/S1678-58782007000300005>.
- [63] Osiadacz AJ, Pienkosz K. Methods of steady-state simulation for gas networks. *International Journal of Systems Science* 1988;19:1311–21. <https://doi.org/10.1080/00207728808547163>.
- [64] Elaoud S, Hafsi Z, Hadj-Taieb L. Numerical modelling of hydrogen-natural gas mixtures flows in looped networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 2017;159:532–41. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.063>.
- [65] Brkić D. Iterative Methods for Looped Network Pipeline Calculation. *Water Resour Manage* 2011;25:2951–87. <https://doi.org/10.1007/s11269-011-9784-3>.

[66] Brkić D, Praks P. An Efficient Iterative Method for Looped Pipe Network Hydraulics Free of Flow-Corrections. *Fluids* 2019;4:73. <https://doi.org/10.3390/fluids4020073>.

[67] Dejan Brkić, Pavel Praks. Short Overview of Early Developments of the Hardy Cross Type Methods for Computation of Flow Distribution in Pipe Networks n.d.

[68] Dell’Isola M, Ficco G, Lavallo L, Moretti L, Tofani A, Zuena F. A resilience assessment simulation tool for distribution gas networks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 2020;84:103680. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103680>.

[69] Kinsman P, Lewis J, Great Britain, Health and Safety Executive. Report on a study of international pipeline accidents. Great Britain, Health and Safety Executive; 2000.

[70] Gao Huilin, Dong Yuhua, Zhou Jing’en, Feng Yaorong. Evaluation of gas release rate through holes in pipelines. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 15 (2002) n.d.:423–428.

[71] Helena Montiel, Juan A. V’ílchez, Joaquim Casal, Josep Arnaldos. Mathematical modelling of accidental gas releases. *Journal of Hazardous Materials* 1997:211–233.

[72] Burgherr P, Hirschberg S. Comparative Assessment of Natural Gas Accident Risks. Paul Scherrer Institut; 2005.

[73] Available at <http://dati.istat.it/Index.aspx?QueryId=20596> (last accessed 03/08/2020) n.d.

[74] Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto del gas naturale con densità non superiore a 0.8 2008.

[75] US EPA. Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, 453/95, 1995.

[76] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 437/2020/R/GAS, “revisione dei criteri di riconoscimento del gas non contabilizzato (GNC) sulle reti di trasporto” 2020.

[77] Costello KW. Lost and unaccounted-for gas: Challenges for public utility regulators. *Utilities Policy* 2014;29:17–24. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2014.04.003>.

[78] Botev L, Johnson P. Applications of statistical process control in the management of unaccounted for gas. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 2020;76:103194. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103194>.

[79] Arpino F, Dell’Isola M, Ficco G, Vigo P. Unaccounted for gas in natural gas transmission networks: Prediction model and analysis of the solutions. *Journal of*

Natural Gas Science and Engineering 2014;17:58–70.
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.01.003>.

[80] SNAM. Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2018 - 2027 n.d.

[81] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Relazione annuale sullo stato dei servizi 2019.

[82] BS EN 1359:2017 - Gas meters -Diaphragm gas meters 2017.

[83] BS EN 12480:2018 - Gas meters – Rotary displacement gas meters 2018.

[84] BS EN 12261:2018 - Gas meters - Turbine gas meters 2018.

[85] BS ISO 17089-1:2010 - Measurement of fluid flow in closed conduits — Ultrasonic meters for gas 2010.

[86] Steven R, Kinney J, Britton C. Comparisons of ultrasonic and differential pressure meter responses to wet natural gas flow n.d.

[87] Chisholm D. Research Note: Two-Phase Flow through Sharp-Edged Orifices 1977;19.

[88] Chisholm D. Flow of compressible two-phase mixtures through sharp-edged orifices n.d.;Journal Mechanical Engineering Science.

[89] Murdock JW. Two-Phase Flow Measurements with Orifices. Journal of Basic Engineering 1962;84:419–33.

[90] ISO/TR 12748:2015 - Natural Gas — Wet gas flow measurement in natural gas operations 2015.

[91] An introduction to wet-gas flow metering (practice guide) n.d.

[92] Xu Y, Yu P, Zhu Z, Yuan C, Zhang T. Over-reading modeling of the ultrasonic flow meter in wet gas measurement. Measurement 2017;98:17–24.
<https://doi.org/10.1016/j.measurement.2016.11.007>.

[93] Klaus J. Zanker, Gregor J. Brown. The performance of a multi-path ultrasonic meter with wet gas, 2000.

[94] Stogit. Codice di Rete n.d.

[95] Løkken TV. Water vapour measurements in natural gas in the presence of ethylene glycol. Journal of Natural Gas Science and Engineering 2013;12:13–21.
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2013.01.002>.

[96] F. Arpino, L.Canale, G. Cortellessa, R. D’Alessio, M. Dell’Isola, G. Ficco, et al. Environmental Effect on Temperature Measurement in Natural Gas Network Balance. Journal of Physics n.d.

[97] Reducing Thermowell Errors and Flow Stability Test Report n.d.

- [98] Gibson IH. Optimal selection of thermowells. *ISA Transactions* 1995;34:209–16. [https://doi.org/10.1016/0019-0578\(95\)00009-O](https://doi.org/10.1016/0019-0578(95)00009-O).
- [99] BS EN ISO 15970:2014 Natural gas - Measurement of properties Volumetric properties: density, pressure, temperature and compression factor n.d.
- [100] Niazi A, Kimpton SK. *Thermal lagging - the impact on temperature measurement* 2007.
- [101] Ingram B, Kimpton S. *Experimental research into the measurement of temperature in natural gas transmission metering system*, 2014.
- [102] Incropera FP, Incropera FP, editors. *Fundamentals of heat and mass transfer*. 6th ed. Hoboken, NJ: John Wiley; 2007.
- [103] Bentley RE, editor. *Handbook of temperature measurement*. Singapore ; New York: Springer; 1998.
- [104] ACER. *ACER Report on the implementation of the Balancing Network Code* 2017.
- [105] Li W, Zhou Y, Cetin K, Eom J, Wang Y, Chen G, et al. Modeling urban building energy use: A review of modeling approaches and procedures. *Energy* 2017;141:2445–57. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.071>.
- [106] Amasyali K, El-Gohary NM. A review of data-driven building energy consumption prediction studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;81:1192–205. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.095>.
- [107] Kontokosta CE, Tull C. A data-driven predictive model of city-scale energy use in buildings. *Applied Energy* 2017;197:303–17. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.04.005>.
- [108] Gas Network Ireland. *Distribution LDM, DM and NDM Supply Point Capacity Setting Procedure, VERSION 1.0, Draft for Approval* 2007.
- [109] Nationalgrid. *Gas demand forecasting methodology* 2016.
- [110] Aras H, Aras N. Forecasting Residential Natural Gas Demand. *Energy Sources* 2004;26:463–72. <https://doi.org/10.1080/00908310490429740>.
- [111] Brabec M, Konár O, Pelikán E, Malý M. A nonlinear mixed effects model for the prediction of natural gas consumption by individual customers. *International Journal of Forecasting* 2008;24:659–78. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2008.08.005>.
- [112] Brown RH, Kharouf P, Xin Feng, Piessens LP, Nestor D. Development of feed-forward network models to predict gas consumption. *Proceedings of 1994 IEEE International Conference on Neural Networks (ICNN'94)*, vol. 2, Orlando, FL, USA: IEEE; 1994, p. 802–5. <https://doi.org/10.1109/ICNN.1994.374281>.

- [113] Szoplik J. Forecasting of natural gas consumption with artificial neural networks. *Energy* 2015;85:208–20. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.084>.
- [114] M. Brabec, O. Konár, M. Malý, E. Pelikán. Statistical Model of Segment-Specific Relationship Between Natural Gas Consumption and Temperature in Daily and Hourly Resolution 2010.
- [115] Soldo B. Forecasting natural gas consumption. *Applied Energy* 2012;92:26–37. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.11.003>.
- [116] Oliver R, Duffy A, Enright B, O'Connor R. Forecasting peak-day consumption for year-ahead management of natural gas networks. *Utilities Policy* 2017;44:1–11. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.10.006>.
- [117] Kavgic M, Mavrogianni A, Mumovic D, Summerfield A, Stevanovic Z, Djurovic-Petrovic M. A review of bottom-up building stock models for energy consumption in the residential sector. *Building and Environment* 2010;45:1683–97. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2010.01.021>.
- [118] Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale, TISG - Allegato A 2016.
- [119] Ravnik J, Hriberšek M. A method for natural gas forecasting and preliminary allocation based on unique standard natural gas consumption profiles. *Energy* 2019;180:149–62. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.084>.
- [120] Joint Office of Gas Transporters. Uniform Network Code – Transportation principal document, Section H – Demand estimation and demand forecasting 2017.
- [121] BDEW/VKU/GEODE. Abwicklung von Standardlastprofilen Gas (in German) 2018.
- [122] M. Fallahnejad, B. Eberl, M. Günther. . Long-Term Forecast of Residential & Commercial Gas Demand in Germany n.d.
- [123] B. Glander. NDM Forecast in the German Gas Balancing Model - The Market Area Manager Perspective. NetConnect Germany GmbH & Co. KG ACER-ENTSOG Joint Workshop on NC BAL 2018.
- [124] FfE. Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas (in tedesco) 2015.
- [125] Xoserve. Unidentified Gas - Executive Summary. Available at: <https://www.xoserve.com/media/1344/uig-executive-summary.pdf> (last accessed: September 2019) n.d.

LISTA DELLE PUBBLICAZIONI

1. G. Ficco, A. Frattolillo, A. Malengo, F. Saba, F. Zuena, G. Puglisi. *Field verification of thermal energy meters through ultrasonic clamp-on master meters*. Measurement 151 (2020) 107152
2. F. Zuena, G. Ficco, R. D'Alessio, L. Canale, L. Moretti, G. Betta, L. Ferrigno, *Effetti di installazione nelle misure di temperatura nelle reti di trasporto gas*, IV Forum Nazionale delle Misure, 10 – 12 settembre 2020
3. F. Arpino, G. Buonanno, G. Cortellessa, M. Costa, M. Dell'Isola, N. Massarotti, F. Zuena, *A novel approach for the numerical analysis of waste-to-energy plants*, Journal of Physics: conference series
4. F. Arpino, G. Cortellessa, L. Canale, M. Dell'Isola, G. Ficco, L. Moretti, F. Zuena, F. Rinaldi, *A 0D-3D approach for numerical analysis of waste to energy plants: a case study*, Journal of Physics: conference series
5. F. Arpino, L. Canale, G. Cortellessa, R. D'Alessio, M. Dell'Isola, G. Ficco, L. Moretti, P. Vigo, F. Zuena, *Environmental Effect on Temperature Measurement in Natural Gas Network Balance*, Journal of Physics: conference series
6. M. Dell'Isola, G. Ficco, L. Lavallo, L. Moretti, A. Tofani, F. Zuena, *A resilience assessment simulation tool for distribution gas networks*, Journal of Natural Gas Science and Engineering 84 (2020) 103680, <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103680>