



Ricerca di Sistema elettrico

Verifica dell'affidabilità delle nuove tecnologie e problematiche dello smart metering e sub metering ai fini della misura dell'efficienza energetica

Marco Dell'Isola, Giorgio Ficco, Laura Canale



VERIFICA DELL’AFFIDABILITÀ DELLE NUOVE TECNOLOGIE E PROBLEMATICHE DELLO SMART METERING E SUB METERING AI FINI DELLA MISURA DELL’EFFICIENZA ENERGETICA

Marco Dell’Isola, Giorgio Ficco, Laura Canale (Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale – Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica)

Con il contributo di: G. Buonanno, F. Arpino, L. Stabile (Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale – Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica)

Dicembre 2019

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - I annualità

Obiettivo: N. 1 - *Tecnologie*

Progetto: 1.5 - *Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti*

Work package: 3 - *Componenti e impianti innovativi per incrementare l'efficienza energetica e l'uso delle fonti rinnovabili negli edifici*

Linea di attività: LA3.4 - *Verifica dell'affidabilità delle nuove tecnologie e problematiche dello smart metering e sub metering ai fini della misura dell'efficienza energetica*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

Responsabile del Work package: Biagio Di Pietra, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all’interno dell’Accordo di collaborazione “*Analisi delle tecnologie IoT abilitanti per la gestione dei consumi energetici*”

Responsabile scientifico ENEA: Biagio Di Pietra



Responsabile scientifico Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale – DICEM: Marco Dell’Isola



Gli autori ringraziano l’Ing. Fabio Saba dell’INRIM, Istituto Nazionale di Ricerca Metrologica, per la collaborazione tecnica e sperimentale in merito alla verifica in laboratorio dei sistemi di contabilizzazione indiretti. Si ringrazia inoltre la Soc. Hemina Spa di Montagnana (PD), nelle persone dell’Amministratore Stefano Frigo e dell’Ing. Luisfilippo Lanza, per la proficua collaborazione tecnica in relazione allo studio delle caratteristiche dinamiche dei contatori di energia termica.

Indice

SOMMARIO.....	ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.
1 INTRODUZIONE.....	ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.
2 ANALISI DELLE FUNZIONALITÀ E CRITICITÀ DEGLI SMART-METER DI PRIMA E SECONDA GENERAZIONE PER L'INTEGRAZIONE E LA GESTIONE DATI DI METERING E SUB-METERING	9
2.1 TECNOLOGIE ABILITANTI E FUNZIONALITÀ DELLO "SMART METERING"	11
2.2 DIFFUSIONE DEGLI SMART METERS IN ITALIA	14
2.2.1 <i>Ambito Elettrico</i>	15
2.2.2 <i>Ambito Gas</i>	18
2.2.3 <i>Ambito Teleriscaldamento e Teleraffrescamento</i>	20
2.3 FUTURI SVILUPPI DEGLI SMART METER DI "SECONDA GENERAZIONE" NELLE SMART HOME, NELLE SMART GRID E NELLE SMART CITIES: PROSPETTIVE E CRITICITÀ	27
2.3.1 <i>Prospettive di applicazione degli smart meter nelle smart home</i>	27
2.3.2 <i>Prospettive di applicazione degli smart meter nelle smart grid</i>	28
2.3.3 <i>Prospettive di applicazione degli smart meter nelle smart cities</i>	30
2.3.4 <i>Analisi delle potenziali criticità</i>	31
3 SVILUPPO DI LINEE GUIDA PRE-NORMATIVE DEI SISTEMI DI CONTABILIZZAZIONE DEL "FREDDO" E DELLE TECNOLOGIE DI MISURA APPLICABILI	33
3.1 LA CONTABILIZZAZIONE DEL "FREDDO" NEGLI IMPIANTI A TUTT'ARIA (AERULICI)	34
3.1.1 <i>Misuratori di portata ad inserzione</i>	35
3.1.2 <i>Sonde entalpiche</i>	40
3.2 LA CONTABILIZZAZIONE DEL "FREDDO" NEGLI IMPIANTI IDRONICI	42
3.2.1 <i>Contatori di energia termica con funzione aggiuntiva "cooling"</i>	43
3.3 LA CONTABILIZZAZIONE DEL "FREDDO" NEGLI IMPIANTI AD ESPANSIONE DIRETTA.....	44
3.3.1 <i>Misuratori di volume/portata del tipo clamp-on</i>	46
4 SVILUPPO DI LINEE GUIDA PRE-NORMATIVE E DELLE TECNOLOGIE DI MISURA APPLICABILI E PER LA VERIFICA IN CAMPO DEI SISTEMI DI CONTABILIZZAZIONE	48
4.1 LA VERIFICA DEI SISTEMI DI CONTABILIZZAZIONE DIRETTI	49
4.1.1 <i>Aspetti critici per la verifica dei contatori di energia termica</i>	49
4.1.2 <i>Controlli preliminari e visivo</i>	52
4.1.3 <i>Linee guida per la verifica in laboratorio dei contatori di energia termica</i>	52
4.1.4 <i>Linee guida per la verifica in campo dei contatori di energia termica</i>	54
4.2 LA VERIFICA DEI SISTEMI DI CONTABILIZZAZIONE INDIRETTI	56
4.2.1 <i>Linee guida per la verifica in campo dei sistemi di contabilizzazione indiretti</i>	56
4.2.2 <i>Linee guida per la verifica in Laboratorio dei sistemi di contabilizzazione indiretti</i>	58
5 AGGIORNAMENTO DEL FOGLIO DI CALCOLO PER LA FATTIBILITÀ ECONOMICA DEI SISTEMI DI CONTABILIZZAZIONE.....	66
5.1 IL METODO DEL COSTO GLOBALE DELLA UNI EN 15459-1:2018	66
5.2 STIMA DEI COSTI E DEI BENEFICI.....	69
6 VALUTAZIONE DEI RISPARMI ENERGETICI CONSEGUITI A SEGUITO DELLA CAMPAGNA DI FORMAZIONE E INFORMAZIONE DEGLI UTENTI FINALI SULL'UTILIZZO DEI SISTEMI DI CONTABILIZZAZIONE	74
6.1 CASI DI STUDIO (EDIFICI ATER DI ANAGNI)	74
6.2 ANALISI DEI RISULTATI DI UNA CAMPAGNA INFORMATIVA	76
7 CONCLUSIONI.....	81
8 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	83
9 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	86
APPENDICE: CURRICULUM SCIENTIFICO DEL GRUPPO DI LAVORO	88

Indice delle Tabelle

Tabella 1 - Caratteristiche tecnologiche di trasmissione dati	13
Tabella 2 - Funzionalità degli smart meter nella gestione ottimale delle smart home.....	28
Tabella 3 - Funzionalità degli smart meter nella gestione ottimale delle reti (smart grid).....	30
Tabella 4 – Tecniche di misura per la contabilizzazione del freddo [Rapporto RDS PAR2017].....	33
Tabella 5 – Prestazioni nominali e in campo degli strumenti per la misura del freddo [2].....	34
Tabella 6 – Punti di misura della portata ad inserzione	37
Tabella 7 - Caratteristiche metrologiche tipiche dei sensori di umidità dell'aria.....	41
Tabella 8 – Proprietà fisiche dei fluidi refrigeranti	44
Tabella 9 - Budget di incertezza per un clamp-on flow-meter a $v=1.0 \text{ m s}^{-1}$	47
Tabella 10 – MPE dei contatori di energia termica (omologazione e verifica prima)	49
Tabella 11 - MPE ed incertezza dei misuratori di portata di contatori di energia termica	50
Tabella 12 – Verifica iniziale di un contatore di energia termica integrato	53
Tabella 13 – Verifica iniziale delle sotto-unità di un contatore di energia termica combinato	53
Tabella 14 – Edificio 18C Stagione 2018/19, Controllo di stabilità e precisione sistema di contabilizzazione	57
Tabella 15 – Caratteristiche tecniche dei radiatori del mockup INRIM	59
Tabella 16 – Stima dell’incertezza della misura di energia termica di riferimento	61
Tabella 17 – Riepilogo delle condizioni di prova	64
Tabella 18 – Risultati sperimentali (Intero Periodo).....	64
Tabella 19 – Risultati sperimentali (Piena Occupazione)	64
Tabella 20 - Risultati sperimentali (Occupazione Saltuaria).....	65
Tabella 21 - Risultati sperimentali nei diversi periodi climatici.....	65
Tabella 22 – Costi Globali Minimi Ammissibili.....	68
Tabella 23 – Parametri economico-finanziari di riferimento	69
Tabella 24 – Vita utile dei componenti e stima dei costi di manutenzione	69
Tabella 25 – Stima dei costi (UNI 15459-1:2018)	70
Tabella 26 – Attività della campagna sperimentale	77
Tabella 27 – Analisi dei consumi di gas naturale, Edificio 18B	78
Tabella 28 – Analisi dei consumi di gas naturale, Edificio 18C	78
Tabella 29 – Differenze qualitative registrate dagli autori tra le utenze degli edifici ATER 18B e 18C.....	79
Tabella 30 – Edificio 18C: Temperature medie indoor prima e dopo la campagna informativa.	80
Tabella 31 – Edificio 18C: Permanenza media stagionale $\%T_m < 19 \text{ °C}$ prima (2017/18) e dopo (2018/19) la campagna informativa.....	80

Indice delle Figure

Figura 1 – Roll-out Smart Metering elettrico e gas in EU [fonte JRC]	10
Figura 2 - Esempio di architettura e costo dei chip del sistema di trasmissione	14
Figura 3 – Ecosistema dello Smart Metering.....	15
Figura 4 – Smart meter elettrici: passaggio da prima a seconda generazione.....	17
Figura 5 – Piano di messa in servizio degli Smart Meter elettrici di seconda generazione [fonte ARERA].....	17
Figura 6 – Comunicazione all’utente finale: esempio di sistema informativo integrato	18
Figura 7 - Modello dinamico del contatore di energia termica composto da sotto-unità separate.....	21
Figura 8 – Risposta dinamica del sensore di temperatura Pt1000.....	22
Figura 9 – Risposta dinamica del sensore di flusso elettromagnetico.	23
Figura 10 - Modulo di calcolo: catena di misura della temperatura	24
Figura 11: Risposta dinamica della catena di misura della temperatura dell’unità di calcolo.....	25
Figura 12 - Modulo di calcolo: catena di misura del flusso	25
Figura 13: Risposta dinamica della catena di misura del flusso dell’unità di calcolo	26
Figura 14 – Schema di contabilizzazione impianti di raffrescamento a tutt’aria	35
Figura 15 - Profili di velocità del fluido in un condotto chiuso a sezione costante.....	36
Figura 16 - Regime di moto laminare e turbolento	36
Figura 17 - Metodo della Misura Traversa: a) per tubazione circolare, b) rettangolare.....	38
Figura 18 – Conservazione dell’energia (teorema di Bernoulli) in condotto chiuso	38
Figura 19 – Griglie di Wilson: a) rettangolare, b) a stella, c) a croce.....	39
Figura 20 – Schema di funzionamento Tubo di Pitot	40
Figura 21 - Schema di contabilizzazione impianti di raffrescamento idronici.....	42
Figura 22 – Influenza della variazione delle caratteristiche tecniche del fluido termovettore [8].....	44
Figura 23 – Schema di Contabilizzazione per impianto di raffrescamento ad espansione diretta	45
Figura 24 – Schema di funzionamento di un flow-meter ultrasuoni clamp-on [9]	46
Figura 25 – Requisiti di installazione flow-meter clamp-on	47
Figura 26 - MPE delle sotto-unità di un contatore di energia termica.....	50
Figura 27 - Durata minima di prova per un contatore di energia termica di classe 2 MID, $qp=15\text{ m}^3\text{h}^{-1}$	51
Figura 28 – Schema di installazione per verifica in campo di contatori di energia termica.....	55
Figura 29 – Diagrammi di Cusum settimanali (Stagione 2018/19, Edificio 18C).....	57
Figura 30 - Mockup sperimentale INRIM per la verifica dei sistemi indiretti di contabilizzazione	58
Figura 31 - Circuito termoidraulico del mockup nella configurazione a colonne montanti.....	59
Figura 32 - Sistema diretto di riferimento per la misura dell’energia termica scambiata dai radiatori.....	60
Figura 33 - Incertezza tipo relativa associata alla misura di riferimento di potenza ed energia termica	61
Figura 34 - Set-up sperimentale e corrispondente edificio virtuale.....	63
Figura 35 – Esempio di Valore residuo (EN 15459-1:2018).....	67
Figura 36 – Nuovo foglio di calcolo “Fattibilità economica UNI 15459”	71
Figura 37 – Fattibilità tecnica (HM, HCA)	73
Figura 38 – Stampa certificato.....	73
Figura 39 – Casi di studio: a sinistra Edificio 18B, a destra Edificio 18C.....	75
Figura 40 – a) Contatore tempi di inserzione con valvola termostatica elettronica (Edificio 18B); b) Valvole termostatiche e ripartitore di calore elettronico a due sensori e TLogger (Edificio 18C).....	75
Figura 41 – Meeting informativi	76
Figura 42 – Prospetti informativi.....	77

Sommario

Il presente rapporto dal titolo *“Verifica dell’affidabilità delle nuove tecnologie e problematiche dello smart metering e sub metering ai fini della misura dell’efficienza energetica”* descrive le attività di ricerca svolte ed i risultati ottenuti nell’ambito dall’accordo di collaborazione tra ENEA e DICEM (Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica) dell’Università degli Studi di Cassino e del Lazio Meridionale.

Gli autori hanno effettuato un’analisi delle funzionalità tipiche degli smart-meter di prima e seconda generazione nei settori elettrico, gas e teleriscaldamento/teleraffrescamento. In particolare è stato analizzato lo scenario normativo e regolatorio dello smart metering e valutate le criticità per l’integrazione e la gestione dati di metering e sub-metering.

Relativamente all’analisi dei sistemi di contabilizzazione del freddo, è stata effettuata una valutazione delle possibili tecniche di contabilizzazione applicabili nelle diverse tipologie di impianto di raffrescamento centralizzato. I risultati presentati in questo documento possono essere utili per lo sviluppo di normative tecniche (o per l’aggiornamento di quelle esistenti) relativamente ai sistemi di misura dei consumi per raffrescamento. Ulteriori significativi elementi di discussione ed approfondimento sono stati forniti per la verifica, in laboratorio ed in campo, dei sistemi di contabilizzazione, sia diretti che indiretti.

Relativamente all’aggiornamento del foglio di calcolo per l’analisi della fattibilità economica ai requisiti della nuova norma di riferimento EN 15459, gli autori hanno sviluppato un foglio di calcolo *“Fattibilità economica UNI 15459”* allineato ai requisiti normativi, dando all’utente la possibilità di inserimento manuale *“guidato”* dei costi ammessi.

Infine, per quanto riguarda la valutazione dei risparmi energetici a seguito della maggiore formazione/informazione degli utenti finali, i risultati di una campagna sperimentale presso due edifici di edilizia residenziale pubblica casi di studio dimostrano che il coinvolgimento e la consapevolezza dell’utente finale in merito alle azioni di efficientamento energetico possono determinare significativi risparmi in termini di consumi.

1. Introduzione

Lo smart metering è considerato uno strumento essenziale per la riduzione dei consumi energetici e per perseguire gli obiettivi di efficienza energetica stabiliti dalla UE già nel lontano 2006. Nel tempo, le successive Direttive sull'efficienza energetica ed i corrispondenti decreti di recepimento hanno determinato la diffusione di sistemi intelligenti di misura, principalmente nei settori elettrico e del gas naturale ma anche nel teleriscaldamento/teleraffreddamento. L'Italia, in particolare, è classificata come un *dynamic mover*, ovvero uno Stato in cui lo scenario legale è stato chiaramente definito e l'implementazione dello Smart Metering è in stato avanzato. L'attuale scenario normativo di riferimento oggi spinge per la diffusione degli Smart Meters di seconda generazione. Ad esempio, con la deliberazione AEEGSI 87/2016/R/eel [1] è previsto il roll-out di oltre 32 milioni di contatori elettrici di seconda generazione con caratteristiche prestazionali più spinte, soprattutto per quanto riguarda le modalità di elaborazione, registrazione e trasmissione dei dati e di interazione con il cliente finale. In questo scenario, che comprende quindi l'integrazione di sistemi intelligenti (i.e. smart home, smart building, smart grid e smart city) è particolarmente rilevante l'analisi delle funzionalità specifiche dei dispositivi per i diversi vettori energetici (energia elettrica, gas, energia termica) di seconda generazione in termini di misura, elaborazione, trasmissione e visualizzazione. Infine, malgrado l'accelerazione legislativa ed i notevoli progressi tecnologici registrati negli ultimi anni, ancora permangono alcuni vincoli alla piena diffusione delle tecnologie dello smart metering a causa di fattori economici e tecnologici/normativi.

Sebbene la Direttiva europea 2012/27/UE sull'Efficienza Energetica (EED) preveda anche per gli impianti di raffrescamento l'introduzione dell'obbligo di installare sistemi che consentano la misura individuale dei consumi, i sistemi di contabilizzazione del "freddo" non sono oggi ancora particolarmente diffusi. Questo accade anche a causa della difficoltà di scegliere sistemi adeguati che possano anche garantire la fattibilità tecnica ed economica richiesta per la loro installazione. D'altra parte, i sistemi diretti di contabilizzazione con energia termica per il freddo non sono omologabili ai sensi della Direttiva MID sugli strumenti di misura e i costruttori offrono per questa applicazione i normali contatori di energia termica con la funzione aggiuntiva di misura del freddo (non omologata). Inoltre, per alcune tipologie di impianto (e.g. a tutt'aria, misti aria-acqua) i contatori di energia termica non sono tecnicamente utilizzabili.

La contabilizzazione dei consumi di energia per riscaldamento e raffrescamento rientra tra quelle attività di metering e sub-metering per le quali gli aspetti legati alla tutela del consumatore assumono un carattere particolarmente rilevante. A questo riguardo, la verifica periodica dei sistemi di contabilizzazione è regolata dal Decreto del MiSE 93/2017 solo per quanto riguarda i sistemi diretti (i.e. contatori di energia termica) e solo in merito ai principi generali e frequenza di verifica. Di contro, le modalità operative e i criteri di accettazione non sono stati definiti puntualmente, né nella normativa tecnica applicabile, né nella normativa metrico-legale, nonostante l'uniformità delle attività in campo ed in laboratorio sia un principio generale fondamentale per le verifiche metrico legali. I sistemi indiretti (i.e. ripartitori di calore e totalizzatori), non essendo regolati dalla metrologia legale, non sono soggetti ad alcun obbligo di verifica. Per essi unicamente la UNI 10200 descrive un metodo informativo per tenere sotto controllo la stabilità e accuratezza dei sistemi di contabilizzazione.

Come noto, la sussistenza della convenienza economica è un requisito necessario stabilito dalla Direttiva europea 2012/27/UE sull'Efficienza Energetica (EED) per l'obbligo di installazione dei sistemi di contabilizzazione negli edifici serviti da sistemi centralizzati. Il Dlgs 102/2014 e il successivo DLgs 141/2016 di recepimento stabiliscono che l'analisi di fattibilità economica debba essere condotta in congruenza con la norma EN 15459, che è stata recentemente revisionata introducendo l'ammortamento dell'investimento e dei costi di fine vita e l'eliminazione della metodologia dei costi annualizzati (i.e. dell'Equivalent Annual Cost). Relativamente alla gestione dei consumi energetici, è noto nella letteratura scientifica che la

sensibilizzazione e consapevolezza dell'utente finale può positivamente influire sui risparmi energetici ottenibili dall'utilizzo dei sistemi di contabilizzazione.

Nello scenario di riferimento sopra descritto, le attività di ricerca svolte sono consistite in:

- Analisi delle funzionalità e criticità degli smart-meter di prima e seconda generazione per l'integrazione e la gestione dati di metering e sub-metering.
- Sviluppo di linee guida pre-normative e delle tecnologie di misura applicabili dei sistemi di contabilizzazione del "freddo"
- Sviluppo di linee guida pre-normative e delle tecnologie di misura applicabili per la verifica in campo dei sistemi di contabilizzazione.
- Aggiornamento del foglio di calcolo per la fattibilità economica dei sistemi di contabilizzazione.
- Valutazione dei risparmi energetici conseguiti a seguito della campagna di formazione e informazione degli utenti finali sull'utilizzo dei sistemi di contabilizzazione.

1 Analisi delle funzionalità e criticità degli smart-meter di prima e seconda generazione per l'integrazione e la gestione dati di metering e sub-metering

Il passaggio dalle reti tradizionali alle Smart Grid è basato sull'impiego diffuso delle tecnologie ICT per consentire che ogni utente "attivo" possa interagire in tempo reale con il gestore della rete attraverso una efficiente rete di comunicazione. Gli elementi distintivi di questa interazione sono infatti: i) la presenza di servizi di smart metering (e.g. la rilevazione in tempo reale dei flussi di energia, blocco erogazione del flusso, ecc.); ii) l'utilizzo di adeguati piani tariffari (i.e tariffe strettamente legate al consumo orario e/o alla domanda di energia); iii) l'utilizzo di sistemi automatici per il bilanciamento della rete in tempo reale (i.e della domanda e dell'offerta di energia), iv) la disponibilità, anche per gli utenti finali, di portali e sistemi automatici per la gestione dei consumi e della generazione (che includono servizi per l'acquisto, la vendita e l'accumulo di energia). Tutti questi elementi sono strettamente correlati tra loro dal momento che ciascuno di essi implica la sussistenza degli altri. In particolare lo smart metering è uno strumento essenziale sia per l'adozione di piani tariffari orientati alla domanda (e quindi strettamente legati al consumo orario effettivo di energia), sia per la gestione locale dei propri consumi e della propria produzione energetica (in quanto prosumer, anche attraverso adeguati sistemi automatici), sia infine per il corretto bilanciamento della rete operato dal gestore da remoto. Solo in tal modo è possibile, come detto, ottimizzare il bilanciamento tra la domanda e l'offerta di energia (demand-response) evitando sovrapproduzioni e/o sovraccarichi. Ciò determina altresì una curva dei consumi giornalieri più uniforme (spostando il carico di un certo numero di utenti dagli orari di picco a quelli di minor consumo) e, conseguentemente, di non dover sovradimensionare oltre misura le reti di trasporto e distribuzione.

Già nel lontano 2006, la Direttiva sull'efficienza energetica 2006/32/CE, individuava tra gli strumenti per migliorare l'efficienza energetica l'impiego diffuso di sistemi di misurazione intelligenti. Successivamente, nel 2009, con il cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia", le Direttive 2009/73/CE per il gas e 2009/72/CE per l'energia elettrica, individuavano, tra le misure a tutela dei consumatori, l'obbligo per gli Stati Membri di assicurare l'adozione di sistemi di misura intelligenti che consentisse agli utenti finali una effettiva partecipazione al mercato dell'energia e richiedeva agli stati membri di procedere all'attivazione dello smart metering sull'80% delle utenze domestiche di energia elettrica e gas naturale entro il 2020 con l'obiettivo di raggiungere il 100% nel 2022. Nella recente direttiva 2012/27/UE [2] (recepita in Italia con il D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102 [3]), successivamente modificata e integrata con la direttiva europea 2018/2002/UE [4] del «Clean energy Package», viene ribadita l'importanza dell'impiego degli smart meter. Questa direttiva prevede inoltre rigide prescrizioni per gli Stati membri sia in merito alla misura (affinché i clienti finali di energia elettrica, gas naturale, teleriscaldamento, teleraffreddamento e acqua calda per uso domestico, ricevano a prezzi concorrenziali contatori individuali che riflettano con precisione il loro consumo effettivo e forniscano informazioni sul tempo effettivo d'uso), sia in merito alla tariffazione (affinché i clienti finali abbiano la possibilità di accedere agevolmente a informazioni complementari sui consumi storici che comprendono dati cumulativi relativi ad almeno i tre anni precedenti e dati dettagliati corrispondenti al tempo di utilizzazione per ciascun giorno, mese e anno). Il Decreto Legislativo n. 102 del 2014 che recepisce la Direttiva europea 2012/27/UE prevede come noto il roll-out dei contatori elettrici di seconda generazione per consentire di mettere a disposizione degli utenti finali o a terze parti i dati di consumo. Tale funzionalità di trasmissione dati (lato utente) non era pienamente consentita dagli attuali contatori elettrici (generalmente denominati di prima generazione) e permetterà agli utenti di conoscere i propri usi di consumo dell'energia elettrica aumentando la consapevolezza dei propri consumi.

In tale ambito, tra gli Stati Membri UE l'Italia è classificata come un *dynamic mover*, ovvero uno Stato in cui lo scenario legale è stato chiaramente definito e l'implementazione dello Smart Metering è in stato avanzato. Nel Quadro strategico 2019-2021 (ARERA 242/2019/A [5]), l'Autorità ha rimarcato l'esigenza di ottenere prestazioni sempre più innovative dei contatori elettronici finalizzate "alla soddisfazione delle

esigenze dei clienti finali, quali ad esempio l’eliminazione delle stime di consumo dalla bolletta e la messa a disposizione di dati tempestivi e aggiornati utili alle scelte di consumo”.

Per quanto concerne il settore gas, la normativa nazionale già prevede l’uso diffuso di smart meter con correzione di temperatura per i contatori G4-G6 degli utenti delle grandi imprese distributrici, mentre per le imprese distributrici con meno di 50.000 clienti finali non sono ancora stati introdotti obblighi per convertire il volume misurato per misuratori di bassa capacità. La recente direttiva 2018/2002/UE richiede inoltre che anche i contatori ed i ripartitori di calore dovranno essere leggibili da remoto (dal 2020 quelli di nuova installazione dal 2027 quelli già installati).

Nella deliberazione AEEGSI 87/2016/R/eel [1] è previsto il roll-out di oltre 32 milioni di contatori elettrici di cui ARERA ha definito le specifiche funzionali abilitanti degli SM in bassa tensione e i livelli attesi di performance di quelli seconda generazione (2G). Le caratteristiche fondamentali di tali contatori sono: i) una maggiore risoluzione delle misure (registrazione delle curve di carico quartorarie per tutti i clienti e disponibilità giornaliera dei dati); b) un’estensione dei dati relativi alla qualità della rete (registrazione della misura della tensione e delle interruzioni); c) l’aggiunta di un canale di back up in radiofrequenza 169 MHz al canale Power Line dedicato alla comunicazione coi sistemi centrali (PLC banda A); d) il canale in PLC banda C dedicato alla messa a disposizione dei dati rilevati dal contatore a dispositivi domotici “in locale” (esclusivamente su richiesta del cliente finale); e) la possibilità per i venditori di configurare fino a 6 fasce di prezzo multiorarie.

La transizione comporta la sostituzione di circa 200 milioni di contatori elettrici intelligenti e circa 45 milioni di contatori gas nell'UE. Entro la fine del 2020 quasi tre consumatori europei su quattro disporrà di un contatore elettrico intelligente (uno su due per il gas). L’utilizzo dei dati provenienti dal contatore smart di seconda generazione offrirà nuove opportunità in termini di consapevolezza degli utenti (che potranno avere la disponibilità del dato di consumo in tempo reale) e di nuove funzionalità (e.g. avviso di distacco, superamento soglie, controllo dei carichi). Tali strumenti consentiranno inoltre una più completa informazione in termini di efficienza energetica e contenimento dei consumi, di integrazione fra smart grid e smart home consentendo un utilizzo razionale della produzione da fotovoltaico, una migliore gestione dello storage elettrico e una schedulazione della ricarica dei veicoli elettrici.

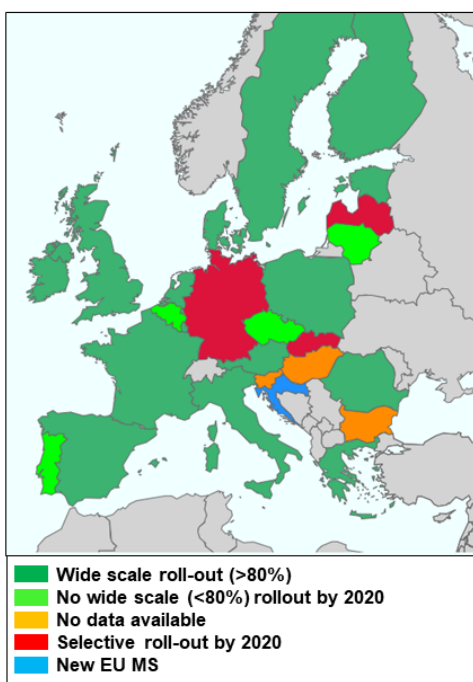


Figura 1 – Roll-out Smart Metering elettrico e gas in EU (fonte JRC)

1.1 Tecnologie abilitanti e funzionalità dello “smart metering”

Il concetto di “intelligenza” associata ad un misuratore è una qualità alquanto generica che in generale implicherebbe la capacità elaborativa del misuratore. I primi smart meter prevedevano solo funzioni di telelettura e auto-diagnostica oltre a quelle classiche di misura (i.e. smart transmitter). Successivamente, a queste capacità si sono aggiunte altre quali: la comunicazione bidirezionale, la memorizzazione del dato, la post-elaborazione, ecc. Nell’attuale accezione gli smart meter sono strumenti che misurano e trasmettono in tempo reale i consumi (energia elettrica, termica, gas, acqua), interagendo in modo bidirezionale anche nelle funzioni di erogazione. In realtà, gli smart meters potrebbero rappresentare molto di più della possibilità di misurare in tempo reale, in quanto aprono la strada ad un prossimo futuro di sistemi elaborativi e di controllo che interfacciano i sensori per: i) la semplice visualizzazione in tempo reale dei propri consumi; ii) la comunicazione delle tariffe o di comandi (da remoto); iii) la post-elaborazione locale o remota dei propri consumi (i.e. diagnosi, benchmarking); iv) la gestione ed attuazione in tempo reale delle smart home, smart grids, smart cities. Un ulteriore aspetto rilevante ai fini della valutazione delle funzionalità degli smart meter è il livello di integrazione: a) tra smart meter ovvero di integrazione tra commodities (e.g. acqua, gas, calore, elettricità); b) tra servizi domotici (e.g. antifurto/antintrusione, antincendio, gestione rifiuti); c) tra servizi di rete (e.g. produzione/consumo previsione dinamica consumi, telegestione); d) tra servizi cittadini (e.g. telegestione illuminazione pubblica, telesorveglianza, monitoraggio traffico, monitoraggio ambientale).

L’architettura di uno smart meter è strettamente vincolata alle funzioni che lo strumento deve soddisfare. Ogni contatore deve infatti generalmente fornire una o più delle seguenti funzioni:

- **Misura:** la funzione primaria dello smart meter è quella di misurare con precisione la quantità di energia (i.e. elettrica, chimica, termica). A tal fine i componenti del misuratore comprendono uno o più sensori di misura (e.g. temperatura, pressione, flusso, resistenza elettrica di shunt, trasformatori di isolamento, trasformatori di corrente), un sistema di conversione A/D o di conteggio e un sistema di cronometraggio (per associare i consumi ai tempi effettivi di utilizzo);
- **Attuazione:** questa funzione (non sempre presente negli smart meter) consente di effettuare un telecontrollo, con comando locale o remoto del servizio, attraverso un opportuno sistema di attuazione (e.g. valvole, relè), sia per garantire la sicurezza dell’utente in presenza di eventi straordinari (e.g. incendi, uragani, terremoti) sia per garanzie contrattuali (e.g. voltore, morosità);
- **Elaborazione:** questa funzione è fondamentale sia per gestire funzioni di elaborazione (e.g. calcolo integrale, compensazione, correzione, ecc.) e memorizzazione dei dati grezzi di misura, sia gestire funzioni accessorie quali anti-manomissione, interruzione del servizio, ecc.; generalmente all’unità di elaborazione si associa un timer per consentire l’applicazione di piani tariffari multiorari;
- **Trasmissione:** la trasmissione dati (wired o wireless) può essere utilizzata in modo bidirezionale in ingresso allo smart meter (per configurare i parametri del contatore, effettuare azionamenti su valvole ed attuatori ed aggiornare il firmware dello strumento di misura) e in uscita (per trasmettere i dati di misura memorizzati ad un host centralizzato, ad un concentratore di zona o a un home display). Per tutte queste funzioni è fondamentale la sincronizzazione dei dati ovvero il “timing” per la trasmissione affidabile dei dati a un hub centrale/concentratore per supportare le funzioni quali l’analisi dei dati e la fatturazione accurata;
- **Visualizzazione:** per vincoli normativi gli smart meter devono spesso visualizzare la quantità contabilizzata anche di-rettamente a bordo contatore; generalmente esistono specifiche caratteristiche dei sistemi di visualizzazione locale quali: il basso costo, il basso consumo, un display LCD/LED a sette segmenti, il formato (alfanumerico/matrice);

- **Alimentazione:** per ridurre al minimo il consumo di energia e massimizzare la durata della batteria (nei misuratori non alimentati da rete) gli smart meter devono essere caratterizzati da un basso consumo e da un efficiente sistema di gestione dell'alimentazione.

Uno degli aspetti ancora oggi dibattuti e controversi nelle tecnologie abilitanti degli smart meter è la scelta dell'architettura e dei protocolli trasmissivi di riferimento dal momento che non esistono standard universalmente accettati dal mercato in grado di soddisfare contemporaneamente i requisiti di copertura (estesa), affidabilità, efficienza, interconnessione ("open"), costi (contenuti) e consumi (ridotti).

I requisiti tecnologici più stringenti sono in generale quelli relativi ai volumi, alla velocità e all'affidabilità di trasmissione dei dati. Inoltre, per la specificità degli smart meter, occorre altresì garantire: a) un'architettura distribuita (data la grande quantità di dati generata ed elaborata, un'architettura di comunicazione centralizzata tradizionale potrebbe creare colli di bottiglia non accettabili); b) una elevata scalabilità e larghezza di banda (per garantire la possibilità di aggiunta di nuovi componenti alla rete e l'evoluzione della rete stessa); c) una adeguata interoperabilità (la rete di comunicazione deve essere flessibile in modo da poter comunicare senza problemi con diversi tipi di sensori e attuatori); d) un'elevata sicurezza (la rete deve prevenire attacchi nella lettura dei contatori, la privacy e l'integrità di ciascun rapporto di lettura devono essere protetti e non devono essere accessibili da terzi non autorizzati).

Le tecnologie di trasmissione utilizzate per la connessione degli smart meters con la rete sono [6]:

- la connessione wired (i.e. via cavo su cavi elettrici, cablaggio in coppia incrociata, ecc.) attraverso: i) la linea di distribuzione elettrica (PLC, Power Line Carrier); ii) la linea telefonica, ovvero PSTN (Public Service Telephone Network), ADSL (Asymmetric Digital Subscriber Line), ISDN (Integrated Services Digital Network); iii) la fibra ottica
- la connessione wireless attraverso la rete cellulare GPS (Global System for Mobile Communications) tramite SMS, la comunicazione satellitare o via radio GPRS (General Packet Radio System) o le cosiddette reti domestiche (e.g. attraverso onde radio a bassa potenza che insieme ad una elevata affidabilità presentano bassi costi e consumi ridotti della batteria per la trasmissione a breve distanza).

La tecnologia wired include come detto tradizionalmente la Power Line Carrier, la Digital Subscriber Line e la fibra ottica. La prima (PLC) sfrutta come noto i cavi di alimentazione del misuratore già esistenti come mezzo di trasmissione. Essa può essere classificata come tecnologia "a banda stretta" (che opera su frequenze di trasmissione fino a 500 kHz con una bassa velocità di trasmissione dati fino a 500 kb/s) ma può coprire distanze di diversi chilometri) e "a banda larga" (che opera su frequenze più elevate fino a 30 MHz e assicura una maggiore velocità fino a 200 Mb/s). Il principale problema della tecnologia PLC è che le prestazioni di comunicazione possono essere condizionate dall'invecchiamento dei cavi, la presenza di interferenze (trasformatori, inverter e lampade a LED). Le tecnologie Digital Subscriber Line (DSL) consentono la trasmissione di dati digitali sulle linee telefoniche esistenti e rappresenta una tecnologia molto diffusa grazie all'accesso ad Internet degli utenti domestici. Le comunicazioni in fibra ottica, vengono tradizionalmente utilizzate nelle dorsali delle reti, ma grazie alla tecnologia PON (i.e. rete ottica passiva) possono essere utilizzate per portare il collegamento in fibra fino all'utenza finale, sia domestica che aziendale. Infatti l'architettura punto-multipunto della tecnologia PON utilizza una singola fibra ottica per raggiungere più destinatari in modo di evitare il dispiegamento di collegamenti in fibra individuali tra l'hub e il destinatario. I vantaggi delle comunicazioni ottiche è l'elevata velocità di trasmissione (ordine dei Gbit/s) la lunga distanza di trasmissione, la reiezione alle interferenze elettromagnetiche. I DSO stanno implementando sempre più reti in fibra ottica per la connessione di sottostazioni primarie e secondarie per l'implementazione di servizi di smart metering.

La tecnologia wireless cellulare è basata su: i) la rete mobile cellulare; ii) le reti dedicate di trasmissione dati IoT; iii) le reti di trasmissione IoT multilivello.

Le reti mobili cellulari (GSM-GPRS, 3G, LTE) sono come noto costituite da una rete di accesso radio (su frequenze autorizzate concesse in licenza) ed una rete principale che gestisce l'accesso e la mobilità. Tali reti sono principalmente focalizzate alla trasmissione del traffico di fonia e dati uomo/uomo o uomo/macchina in modo continuo di grandi quantità di dati ed offrono elevate garanzie in termini di livello di interferenza e qualità. Queste tecnologie sono preferite nell'ambito dello SM per il collegamento tra il

concentratore dati e il SAC. Il vantaggio principale è quello di una rete già esistente e quindi particolarmente semplice da utilizzare. D'altra parte, essendo la rete mobile progettata per trasportare dati vocali essa si presterebbe anche ad un uso futuro di servizi di dati vocali su SM.

Le reti dedicate di trasmissione dati (come la Low PowerWide Area Network - LPWAN) sono tipicamente caratterizzate dalla trasmissione intermittente e periodica di piccole quantità di dati e si sono recentemente evolute per supportare comunicazioni machine-to-machine (M2M), come la misurazione intelligente. Le tecnologie wireless su descritte, sono particolarmente adatte alla realizzazione di reti IoT dove necessitano trasmissioni di pochi kb su grandi distanze a basse velocità e nel modo più efficiente dal punto di vista energetico. Tre tecnologie progettate per questo scopo sono in particolare: i) SigFox basata su una concezione simile alle reti cellulari, ma progettata per offrire servizi a dispositivi con trasmissione Ultra Narrowband (UNB) e banda 868 MHz. A causa della larghezza di banda ultra-stretta, l'effetto del rumore è molto basso, quindi il sistema è in grado di recuperare un segnale ricevuto di potenza molto bassa; ii) LoRaWAN: è invece una rete a bassa potenza che opera nel 433, 868, 915 MHz. La larghezza di banda del canale è di 125 kHz; le velocità di dati che possono essere supportate vanno da 0,3 kbps a 50 kbps; iii) NB-IoT infine adotta un approccio basato su una "lavagna pulita" per supportare la nuova interfaccia aerea a banda stretta compatibile con canali GSM a 200 kHz: il canale è suddiviso in 48 canali secondari a banda stretta di 3,75 kHz di larghezza, mentre il collegamento ascendente lo è diviso in 36 canali secondari con larghezza di 5 kHz.

In Tabella 1 sono sintetizzate le caratteristiche tecnologiche di trasmissione dati.

Tabella 1 - Caratteristiche tecnologiche di trasmissione dati

<i>Tecnologia</i>		<i>Vantaggi</i>	<i>Svantaggi</i>
Wired	Leased Line	Elevata larghezza di banda Elevata affidabilità	Elevato costo Necessita modem di collegamento punto-punto
	PSTN	Elevata larghezza di banda Elevata affidabilità Condivisione multiutente	Elevato costo Necessita modem Limitata qualità servizio
	PLC	Elevata affidabilità Bassi costi	Necessita alimentazione elettrica
	ADSL	Banda larga (su linea telefonica) Ottima velocità trasmissione dati	Non possono essere controllate dal DSO
Wireless	ECGSM (GSM/GPRS /3G/ LTE)	Elevata affidabilità Copertura rete Ottima velocità trasmissione dati Ampiezza di banda	Costo SMS Pacchetti dati SMS insufficienti Durata batteria limitata
	WiMAX	Banda larga	Necessita alimentazione elettrica Copertura rete limitata
	LP Wan (NBloT SigFox, LoRa)	estesa copertura e alta scalabilità bassi consumi; elevato numero di terminali per concentratore	Adatte a trasmissioni brevi Basse velocità
	LPR (WMBus)	Bassi consumi Costi contenuti	Copertura limitata Portata segnale limitata
	WiFi	Ampiezza di banda Ampia diffusione	Limitata sicurezza informatica
	Bluetooth	Ampiezza di banda Ampia diffusione	Elevato costo Durata batteria limitata
	ZigBee	Bassi consumi Costi contenuti	Limitata ampiezza di banda
	Z-Wave	Costi molto contenuti	Gestione numero limitato nodi Bassa velocità di trasmissione

Attualmente le tecnologie di comunicazione più utilizzate negli smart meter sono quelle di tipo wireless. In particolare, per la modalità di trasmissione tipo punto-multipunto a livello locale, le tecnologie

più diffuse sono quelle ZigBee 2.4 GHz (recentemente sviluppato per applicazioni domestiche), e le onde radio a bassa potenza (LPR) MBus 868 MHz (sviluppato in Germania per applicazioni di metering domestico) e WMBus 169 MHz (adottato dal CIG a livello nazionale).

Le sopra descritte tecnologie di trasmissione possono essere integrate tra loro per consentire diversi livelli di comunicazione (vedi Figura 2):

- il livello HAN (Home Area Network), che consente la comunicazione tra le apparecchiature domestiche, dove le architetture basate su protocolli ad onde convogliate (PLC) o in radio frequenza a bassa potenza (RF) sembrano esse-re quelle attualmente più promettenti;
- il livello NAN (Neighborhood Area Network) che consente di instradare i dati di un sottoinsieme locale di concentra-tori al gestore della rete;
- il livello LAN (Local Area Network) che consente agli smart meter di raccogliere le informazioni di un sottoinsieme di contatori attraverso protocolli PLC o RF attraverso un concentratore di dati (Home Gateway) e di comunicare sia con la HAN che con la NAN;
- il livello WAN (Wide Area Network), che consente la trasmissione tra l’utente e il gestore dei dati raccolti dalle singole unità remote verso il sistema di raccolta dati tramite protocolli GPRS o ADSL.

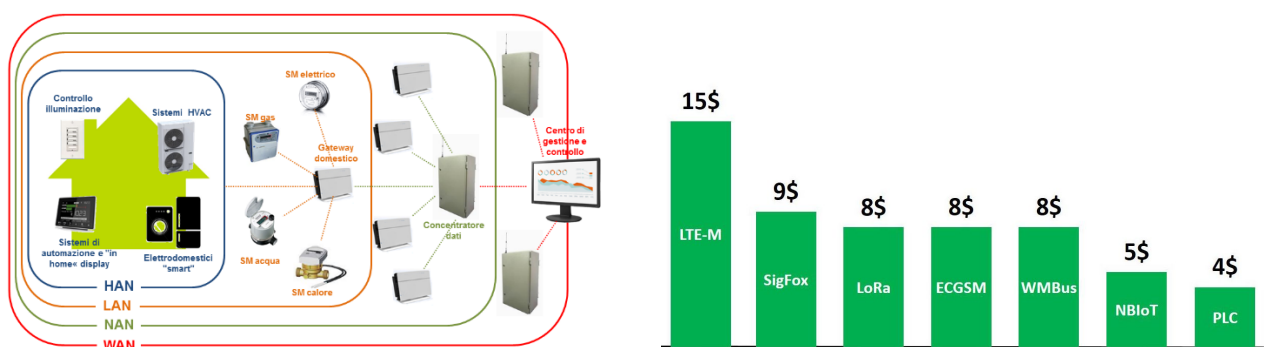


Figura 2 - Esempio di architettura e costo dei chip del sistema di trasmissione

1.2 Diffusione degli Smart Meters in Italia

L’ ecosistema smart metering è molto complesso in quanto coinvolge numerosi soggetti con caratteristiche, competenze e mercati di riferimento diversi quali i costruttori degli smart meter e dei singoli componenti che li costituiscono (e.g. chip, modem, meter, SIM, ecc.), gli operatori della rete (che forniscono l’accesso agli smart meter e che possono essere sia le stesse utility, sia le compagnie di telecomunicazioni, sia altri soggetti su frequenze non licenziate e.g. SigFox, LoRa, ecc), i fornitori di servizi (che forniscono servizi informativi direttamente o indirettamente all’utente finale), l’operatore della piattaforma (che può essere qualunque stakeholder), gli utilizzatori dei dati (ovvero gli utenti finali civili e industriali, i distributori di elettricità, acqua, calore, gas), i venditori dei servizi (vedi Figura 3).

Un’analisi puntuale dello stato di installazione e messa in servizio degli SM e dei relativi output di misura (e.g. frequenze raccolta dati, profondità temporale, messa a disposizione dei dati) nell’ambito elettrico, gas e teleriscaldamento non può prescindere dalla complessità dell’ecosistema sopra riportato per comprendere ed analizzare le principali criticità che impediscono una piena applicazione delle specifiche funzionalità degli smart meter.

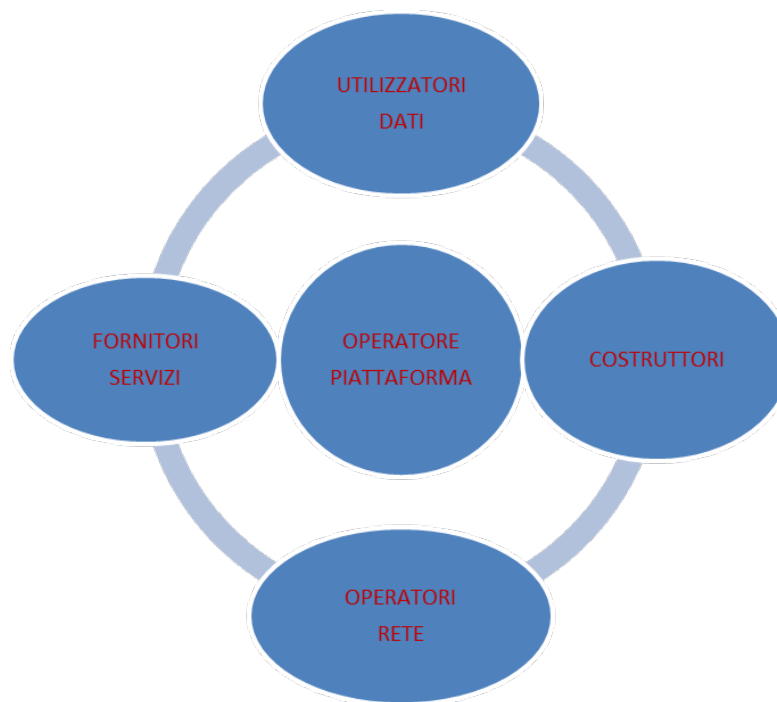


Figura 3 – Ecosistema dello Smart Metering

1.2.1 Ambito Elettrico

Gli smart meter elettrici misurano contemporaneamente i seguenti parametri: i) tensione (tensioni nel caso di sistemi trifase); ii) corrente (correnti in sistemi trifase); iii) fattore di potenza (solo in corrente alternata); iv) tempo di integrazione. Da tali parametri è possibile determinare la potenza elettrica assorbita, il fattore di potenza e il consumo totale di energia elettrica [7]. Nei casi in cui i livelli di tensione e corrente siano molto elevati si ricorre a trasduttori (denominati trasformatori di misura) per ridurre proporzionalmente questi valori. I trasformatori di misura hanno anche la funzione di separare elettricamente il circuito primario da quello secondario (riducendo la corrente di misura e limitando al minimo l'autoconsumo degli strumenti) e ridurre la tensione al secondario (rendendo meno pericoloso l'utilizzo).

In teoria esistono due diverse tipologie di contatori elettrici: a) gli strumenti analogici o dinamici (i.e il classico contatore ad induzione costituito da un disco rotante e due elettromagneti che sviluppano una coppia motrice proporzionale alla potenza elettrica assorbita, un magnete permanente che produce una coppia resistente proporzionale alla velocità di rotazione, un sistema di conteggio); b) gli strumenti digitali o statici (i.e. costituiti da trasformatori di misura, trasduttori voltmetrici e amperometrici digitali, un sample & hold ed un convertitore A/D). In pratica però solo i misuratori digitali vengono utilizzati negli smart meter elettrici. In quest'ultimi i segnali di misura analogici proporzionali a tensione e corrente sono convertiti in segnali digitali nei convertitori A/D veloci (generalmente dell'ordine dei kHz) e successivamente elaborati da un microprocessore: moltiplicando corrente e tensione (per ottenere la potenza istantanea) ed integrati nel tempo (per determinare la potenza media). Le tecnologie di misura sono naturalmente diverse in funzione del numero di fasi: le utenze domestiche sono tipicamente monofase, mentre quelle commerciali ed industriali sono generalmente multifase. L'alimentazione elettrica viene tipicamente dalla rete, ma la necessità di misurare e mantenere i dati memorizzati richiede comunque un approvvigionamento alternativo per garantire il funzionamento in caso di disconnessione o interruzione delle condizioni di servizio (e.g. batteria, super-condensatore).

Per quanto concerne il parco contatori nazionale, malgrado l'Italia abbia un primato nell'applicazione della telelettura a partire dal 2001, ancora oggi risulta installata un'elevata percentuale di contatori elettrici

di “prima generazione”. Tali contatori non presentano alcune importanti funzionalità quali ad esempio quella di consentire agli utenti finali di accedere direttamente ai dati di misura (se non interrogando manualmente il contatore). Tutto ciò determina ad oggi ancora un ritardo nel raggiungimento degli obiettivi di trasparenza e consapevolezza dell’utenza relativamente ai consumi energetici.

2.2.1.1 Smart meter elettrici di seconda generazione

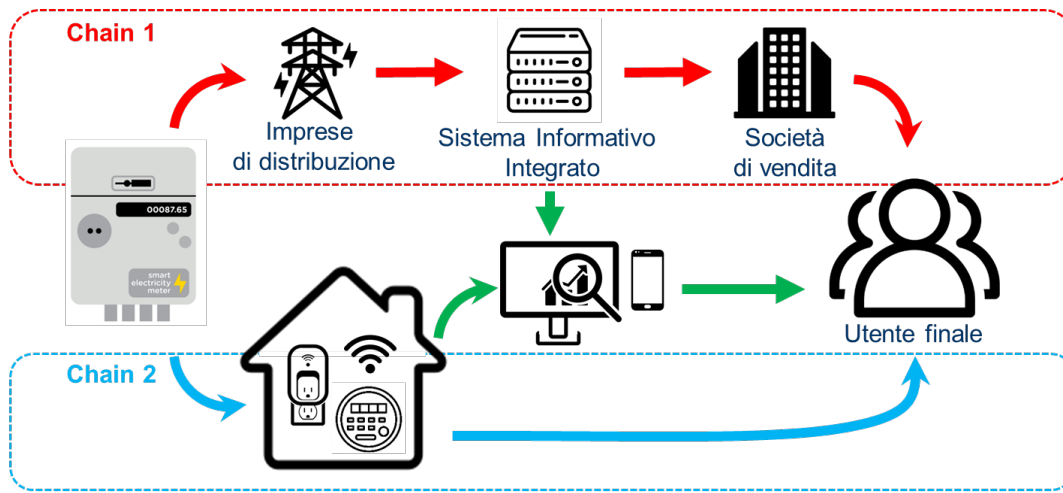
Per superare tale limitazione, nella deliberazione 87/2016/R/eel l’Autorità ha previsto il roll-out di oltre 32 milioni di contatori elettrici, in cui sono state altresì definite le specifiche funzionali abilitanti degli SM in bassa tensione e i livelli attesi di performance degli SM seconda generazione (2G). Con la successiva delibera 229/2017/R/eel [8] l’Autorità ha definito la configurazione di default dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione per la loro messa in servizio e gli obblighi di comunicazione ai clienti finali. Con la delibera 248/2017/R/eel [9] l’Autorità ha definito gli interventi volti alla gestione dei dati di misura riconducibili ai sistemi smart metering 2G nell’ambito del Sistema Informativo Integrato (SII), per la successiva ottimizzazione dei processi commerciali e di sistema. Infine, con la deliberazione 289/2017/R/eel [10] l’AEEGSI ha avviato un procedimento per valutare eventuali future evoluzioni delle caratteristiche funzionali dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione 2G.

In particolare le caratteristiche fondamentali di tali contatori sono:

- una maggiore frequenza di lettura (registrazione delle curve di carico quartorarie per tutti i clienti e disponibilità giornaliera dei dati);
- un’estensione dei dati relativi alla qualità della rete (registrazione misura della tensione e delle interruzioni);
- l’aggiunta di un canale di back up in radiofrequenza 169 MHz al canale Power Line dedicato alla comunicazione coi sistemi centrali (PLC banda A);
- il canale in PLC banda C dedicato alla messa a disposizione dei dati rilevati dal contatore a dispositivi domotici “in locale” (esclusivamente su richiesta del cliente finale);
- la possibilità per i venditori di configurare fino a 6 fasce di prezzo multiorarie.

La nuova generazione di contatori intelligenti, che andrà progressivamente a sostituire quelli di prima generazione, offrirà quindi informazioni di misura sempre più puntuali e precise e abiliterà servizi innovativi che potranno migliorare la gestione delle esigenze degli utenti e aiutandoli ad ottimizzare i propri consumi.

In Figura 4 sono riportati schematicamente i nuovi scenari nelle reti elettriche con il passaggio dalla prima alla seconda generazione di smart meter: ovvero la Chain 1 dove i dati energetici vengono raccolti dall’impresa distributrice e la Chain 2 dove la tecnologia 2G rende disponibili i dati direttamente al cliente attraverso “dispositivi utente” in grado di ricevere in tempo reale le informazioni dal misuratore



Source: ARERA, «Smart metering di seconda generazione, Le novità della regolazione». Incontro con le associazioni dei consumatori 11 gennaio 2017, at: <https://www.arera.it/allegati/docs/17/047-17all.pdf>

Figura 4 – Smart meter elettrici: passaggio da prima a seconda generazione

Il programma di sostituzione prevede la messa in servizio di oltre il 50% dei contatori (sia monofase che trifase) entro la fine del 2020 ed il completo roll-out entro il 2031 (vedi Figura 5).

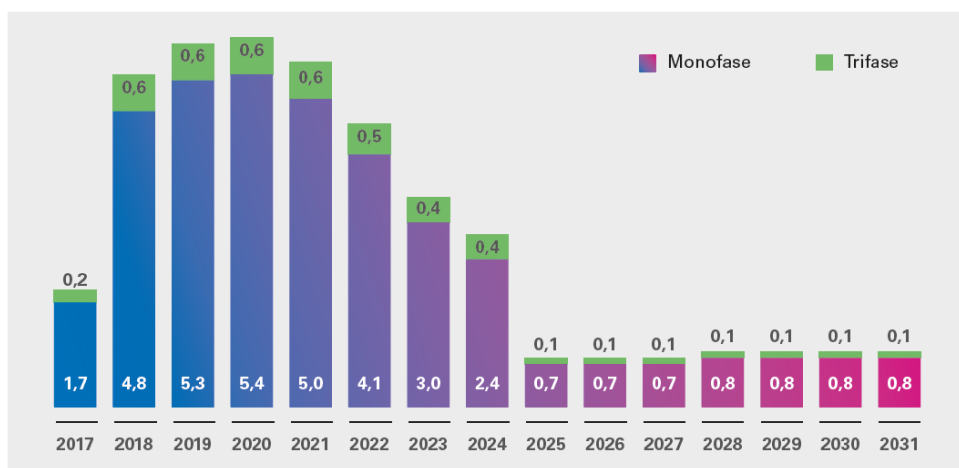


Figura 5 – Piano di messa in servizio degli Smart Meter elettrici di seconda generazione [fonte ARERA]

L'uso di In-Home Devices (IHDs), smartphone, o portal web-based alimentati dai dati degli smart-meter potrà favorire inoltre l'adozione di comportamenti energeticamente efficienti, a patto che la campagna di informazione all'utente sia opportunamente strutturata. Numerosi studi di letteratura dimostrano infatti che il feedback all'utente finale è realmente efficace se: i) l'informazione è data attraverso molteplici dispositivi; ii) l'informazione e la funzionalità dei device sono semplici ed intuitivi; iii) il dato è presentato in più forme (kWh, % di utilizzo, spesa corrispondente in €, impatto ambientale (CO2 prodotta) etc.).



Figura 6 – Comunicazione all’utente finale: esempio di sistema informativo integrato

1.2.2 Ambito Gas

Gli Smart Gas Meter possono semplicemente misurare i volumi di gas o, più efficacemente, direttamente la quantità di energia. In tal caso al semplice strumento di misura del flusso volumetrico deve essere associato un sensore di temperatura del gas, un sensore di pressione (nel caso in cui la pressione di rete sia significativamente variabile) ed eventualmente una elettrovalvola azionabile a distanza per la disattivazione della fornitura. Nelle applicazioni nelle reti di trasporto, ovvero per utenze di tipo industriale o commerciale dove vengono consumate maggiori quantità di gas, è talvolta presente un sistema associato per la misura della qualità del gas (nel caso in cui il potere calorifico fornito sia significativamente variabile). I sensori di flusso utilizzati sono: a) i contatori meccanici (anche denominati “ibridi”) di tipo “positive displacement” ovvero sensori a membrana (per applicazioni domestiche e commerciali di piccola taglia in bassa pressione), sensori a rotoidi o a turbina (per applicazioni industriali in alta pressione); in tal caso il moto rotativo dell’asse del sensore viene successivamente convertito in un segnale elettrico e accumulato da un counter.; ii) i contatori statici (ovvero senza parti in movimento) che utilizzano diversi principi di misura (e.g. ad ultrasuoni, fluidici, termici e ad effetto Coriolis); il vantaggio di questi misuratori è quello di non avere alcuna parte in movimento con evidenti vantaggi di usura e perdite di carico. In entrambi i casi gli smart meter domestici sono alimentati a batteria e dispongono di un microcontrollore per le necessarie funzioni di pre e post-elaborazione del dato.

Per quanto concerne il settore gas, per numerosi utenti domestici non è ancora disponibile la telelettura (i.e. contatori di classe G4 e G6), soprattutto nelle piccole reti/imprese (i.e. meno di 50.000 punti di riconsegna), mentre per contatori di classe superiore a G10 il roll out è stato completato.

Gli obiettivi fissati dall’Autorità sono quelli di raggiungere la messa in servizio dell’85% dei punti di riconsegna esistenti, in funzione della dimensione di impresa: i) entro la fine del 2020 per le imprese distributrici con più di 200.000 clienti; ii) entro la fine del 2021 per le imprese distributrici con numero di clienti compreso tra 100.000 e 200.000; iii) entro la fine del 2023 per le imprese distributrici con numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000. In merito alle frequenze e alle modalità di raccolta della misura sugli smart meter, l’impresa di distribuzione è tenuta a effettuare almeno una lettura mensile (con dettaglio giornaliero), con almeno tre tentativi di acquisizione del dato. Purtroppo esistono ancora deroghe a tali frequenze di raccolta per SM di classe G4 e G6 (ai sensi della deliberazione 117/2015/R/GAS [11]). Tutto ciò determina sia un problema di impossibilità di chiudere correttamente i bilanci per le imprese di

distribuzione (se non mediante una stima approssimata dei consumi delle utenze non telelettte), sia una limitata fruibilità del dato di misura da parte dell'utente finale.

Gli smart meter attualmente installati sulla rete nazionale sono riconducibili a due tipologie; a) contatori ibridi di tipo tradizionale (volumetrico) con sistema elettronico di telelettura e correzione dei volumi; b) contatori statici completamente elettronici. Dal punto di vista funzionale questi strumenti non differiscono in modo sostanziale tra loro e a livello nazionale la normativa, sebbene costantemente in evoluzione ha coperto con la serie UNI TS 11291 numerosi aspetti connessi alla trasmissione dei dati ed alla telelettura.

In particolare per quanto riguarda il Wireless M-Bus, il protocollo di trasporto dei dati (tipo punto-molti punto) prevede un gateway/concentratore su cui vengono instradati molti contatori con un profilo di comunicazione PM1 (UNI TS 11291-11-4). Il Wireless M-Bus (sviluppato per la frequenza di 868 Mhz) deriva da uno standard europeo (EN 13757) adattato alle specifiche esigenze del mercato italiano, inserendo il mode-N, Narrow band. il Wireless M-Bus.

2.3.2.1 Smart meter gas di seconda generazione

Negli ultimi anni le reti energetiche hanno subito una progressiva trasformazione che non sempre consente l'utilizzo di semplici sistemi di misura. Nel caso dei misuratori del gas, ad esempio il diverso potere calorifico (derivante dalle differenti caratteristiche del gas importato ed immesso in rete ma anche dalla possibile futura immissione in rete di biogas e biometano) e le variazioni della pressione barometrica e della temperatura rendono necessaria la correzione della misura dei volumi per poter misurare con la migliore accuratezza l'effettiva energia fornita. Infine, la contemporanea esistenza di sistemi energetici che utilizzano fonti (i.e. fossili e rinnovabili) e vettori differenti (i.e. energia elettrica, acqua calda-fredda, gas naturale) rende indispensabile l'integrazione e la post-elaborazione delle misure per poter fornire all'utente una lettura integrata dei consumi/autoproduzioni che sia congrua e facilmente interpretabile.

Nei prossimi anni, probabilmente l'aspetto più rilevante nella gestione di contatori gas "smart" sarà rappresentato dalla efficacia del sistema di connessione SAC sia in termini di protocolli e frequenza di trasmissione, sia in termini di nuove e avanzate funzionalità. Aspetti ancora critici potranno inoltre essere: l'affidabilità degli strumenti; la compatibilità con biogas, idrometano o altri gas naturali o sintetici che potranno essere vettoriati in futuro nelle reti di trasporto e distribuzione.

Anche nel settore gas assistiamo alla sperimentazione di smart meter di seconda generazione. Ad esempio il contatore "NexMeter" [12] recentemente immesso sul mercato è in grado di interrompere il servizio in caso di terremoti e fughe di gas. Tale strumento è dotato di un'evoluta tecnologia in grado di offrire funzioni di sicurezza, prevenendo incidenti e fornendo maggiori tutele, analogamente a quanto previsto nei dispositivi salvavita elettrici. In particolare le funzioni implementate in tale contatore sono: i) il controllo della pressione di fornitura; ii) le fughe di gas (anche quelle piccole e continuative di cui il cliente potrebbe non accorgersi), iii) il monitoraggio di scosse (in caso di eventi sismici); iv) l'interruzione della fornitura (mediante valvola di blocco); v) la telemisura e il telecontrollo in tempo reale tra contatore, sistemi di controllo e utenti. In caso di emergenze "NexMeter" si attiva per contattare immediatamente il telecontrollo centralizzato della multiutility, che monitora in tempo reale reti e impianti su tutto il territorio e provvede a inviare all'utenza una segnalazione di allerta. La segnalazione anche di piccole fughe di gas è inoltre oltre ad un elemento di sicurezza e contenimento dei costi, anche un beneficio sull'ambiente riducendo le dispersioni di metano, Tale strumento oltre ad essere completamente compatibile con tutti i tipi di reti e impianti è già predisposto anche per altri vettori energetici "green", come il biometano.

1.2.3 Ambito Teleriscaldamento e Teleraffrescamento

I contatori di energia termica smart (anche denominati heat smart meter) sono in genere installati sia sulle reti di teleriscaldamento in corrispondenza del punto di fornitura, sia in edifici con riscaldamento centralizzati per la ripartizione delle spese energetiche.

Il sistema di misura si basa su un semplice bilancio di energia misurando il flusso di massa e la differenza di temperatura del fluido tra mandata e ritorno. Anche in tal caso il misuratore di flusso può essere di tipo dinamico (e.g. contatore monogetto, multigetto, turbina) o statico (e.g. ultrasuoni, elettromagnetico, fluidico). I sensori di temperatura sono generalmente sensori a resistenza al platino Pt100, Pt500 o Pt1000. L'unità di conteggio è invece integrata con la centralina di trasmissione. Nei sistemi di ripartizione condominiali l'energia misurata viene generalmente sia visualizzata su un display integrato nel misuratore (o in posizione remota), sia trasmessa attraverso un collegamento wireless ad un concentratore remoto dove il dato di misura viene aggregato e trasmesso al fornitore di servizi per la ripartizione delle spese.

Per quanto concerne i consumi di energia termica la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica prevede esplicitamente che nei condomini e negli edifici riforniti da una fonte di riscaldamento/raffreddamento centralizzato siano installati contatori individuali per misurare il consumo di calore o raffreddamento o di acqua calda per ciascuna unità (se tecnicamente possibile ed efficiente in termini di costi). Inoltre nei casi in cui l'uso di contatori individuali non sia tecnicamente possibile o efficiente la stessa normativa prevede che siano usati contatori di calore individuali per misurare il consumo di calore di ciascun radiatore. In altre parole si ritiene prioritaria l'installazione di sistemi di contabilizzazione del calore diretti e, nel caso in cui ciò non sia tecnicamente possibile o economicamente sostenibile, l'utilizzo di sistemi indiretti (usualmente denominati sistemi di ripartizione). In realtà anche laddove non sia possibile l'uso di contatori di calore individuali, il cosiddetto sistema di sub-metering potrebbe essere più facilmente interfacciato con gli smart meter consentendo una contabilizzazione più accurata e trasparente (Dell'Isola et al., 2015).

Le potenzialità offerte dagli smart meter nel teleriscaldamento, non sono solo limitate alla possibilità di contabilizzazione in tempo reale dei consumi termici, ma riguardano altresì il monitoraggio del funzionamento della rete, specie se combinati con altri strumenti di monitoraggio dello stato della rete stessa (e.g. pressione, temperatura) che consentono l'individuazione di guasti, malfunzionamenti e la valutazione dell'efficienza, l'ottimizzazione e razionalizzazione nell'uso delle sottostazioni d'utenza, l'applicazione di tariffe differenziate in funzione delle fasce orarie e del entalpia del fluido termovettore, l'applicazione dell'intelligenza artificiale in logiche di integrazione con altre reti e di diagnosi/previsione dei guasti.

Per quanto concerne l'ambito del teleriscaldamento, sebbene la telelettura risulti essere piuttosto diffusa in Italia (oltre il 50% dei contatori installati), il settore paga ancora un lieve gap tecnologico in termini di diffusione degli SM, anche per i meno stringenti obblighi legislativi esistenti. Per i contatori teleletti attualmente installati, la frequenza tipica di raccolta dei dati è giornaliera o al più mensile, ma il feedback diretto è molto limitato.

2.3.3.1 Smart meter termici di seconda generazione

L'Autorità con il recente documento di consultazione 22/2020/R/TLR [13] si propone di perseguire, anche per il teleriscaldamento, alcuni obiettivi quali l'assicurazione della correttezza e tempestività di comunicazione del dato di misura e la tutela e consapevolezza dell'utente con una maggiore gradualità rispetto al settore elettrico e gas (considerata anche l'assenza di una leva tariffaria). Tra i principali requisiti prestazionali degli Smart Meter sono stati considerati: i) la telelettura; ii) la rilevazione dei dati di misura su

base almeno quarantaria; iii) una profondità di registrazione dei dati di misura di almeno 36 giorni per i dati giornalieri e di 24 mesi per i dati mensili; iv) l'adozione di contatori con classe di accuratezza 2 ai sensi della direttiva MID. L'intento è quello di arrivare all'adozione della disciplina in tema di misura nel teleriscaldamento entro il 1° gennaio 2021.

Tra gli aspetti tecnici degli Smart Meter Termici di seconda generazione, la risposta dinamica è un aspetto rilevante che ha un significativo impatto sull'accuratezza di misura in tutti i casi applicativi in cui la "prontezza di risposta" del contatore di energia termica non è sufficiente a seguire le variazioni dinamiche del sistema misurato. Infatti, le norme di riferimento per la costruzione, approvazione e verifica iniziale dei contatori di energia termica stabiliscono i requisiti metrologici alle condizioni di regime stazionario. Nella realtà, sia nella modalità riscaldamento che raffreddamento, gli strumenti sono utilizzati in condizioni dinamiche in cui l'evoluzione temporale delle grandezze di misura è strettamente dipendente dalle condizioni operative degli impianti di generazione e distribuzione dell'energia termica. Ne deriva la necessità di investigare anche il comportamento dinamico di questi strumenti valutando al contempo i possibili requisiti minimi e normativi per questo tipo di applicazioni.

Per definire il modello dinamico di un contatore di energia termica è necessario identificare e caratterizzare il comportamento dinamico delle sotto-unità che compongono la catena di misura: i) coppia di sensori di temperatura, ii) sensore di flusso e iii) modulo calcolatore.

A ciascuna sotto-unità può essere ragionevolmente attribuita una risposta statica lineare e una risposta dinamica che, almeno in prima approssimazione, può essere identificata come un sistema dinamico continuo del primo ordine (vedi Figura 7).

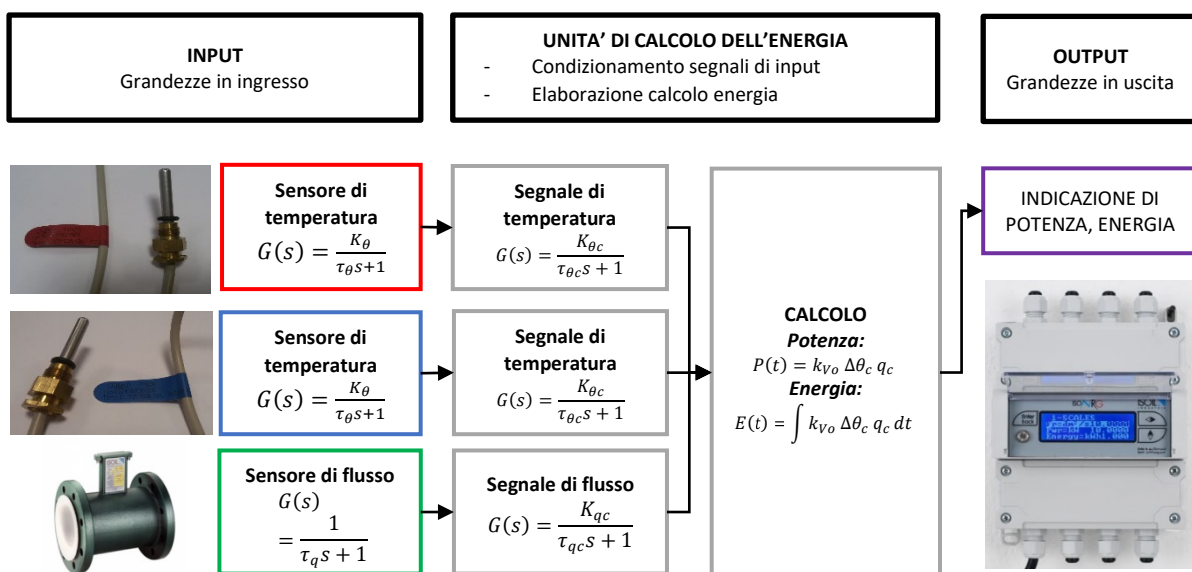


Figura 7 - Modello dinamico del contatore di energia termica composto da sotto-unità separate

Per descrivere il comportamento dinamico dei sensori di temperatura e del sensore di flusso (vedi figura 1) può essere utilizzato un modello analitico di un sistema dinamico lineare del primo ordine. La risposta nel tempo dei sensori di temperatura (eq.1) e del sensore di flusso (eq.2) sottoposti ad una variazione a gradino dell'ingresso è data dalle seguenti equazioni:

$$y(t) = A K_{\theta} \left(1 - e^{-\frac{1}{\tau_{\theta}} t} \right) \quad (1)$$

$$y(t) = A K_q \left(1 - e^{-\frac{1}{\tau_q} t} \right) \quad (2)$$

dove $y(t)$ è la variabile di uscita funzione del tempo, K_θ è la costante di risposta statica della grandezza temperatura, τ_θ costante di tempo del modello della sonda di temperatura (s), K_q è la costante di risposta statica della grandezza portata, τ_q costante di tempo del sensore di portata (s). Nel seguito vengono presentati i risultati sperimentali di una campagna di prove sperimentali condotte presso il laboratorio della Società HEMINA Spa di Montagnana (PD) su un contatore di energia termica costituito da un modulo calcolatore ISOIL Industria MV311, da un sensore di flusso elettromagnetico ISOIL Industria MV110 e da una coppia di sensori di temperatura Pt1000.

Per la **coppia di sensori di temperatura** (termoresistenze al platino Pt1000 a due fili) il modello dinamico del primo ordine è descritto mediante la costante di risposta statica (K_θ) e dalla costante di tempo (τ_θ), come descritto nell'equazione seguente.

$$G(s) = \frac{R(s)}{\theta(s)} = \frac{K_\theta}{\tau_\theta s + 1} \quad (3)$$

La costante di risposta statica (K_θ) può essere stimata sperimentalmente o calcolata conoscendo la caratteristica del sistema. L'unico parametro incognito del modello dinamico del primo ordine rimane la costante di tempo (τ_θ), la cui stima è ottenuta analizzando la risposta (in termini di resistenza elettrica) della sonda a seguito di una variazione a "gradino" della temperatura. Per questo, sono stati acquisiti ad intervalli regolari (30 ms) i valori di resistenza istantanea con un multimetro digitale KEYSIGHT 34970A ponendo alternativamente la sonda Pt1000 in un due bagni termostatici ad acqua regolati con una differenza di temperatura $\Delta\theta$ pari a circa 10 K. I grafici in Figura 8 illustrano i risultati di misura confrontati con il modello analitico.

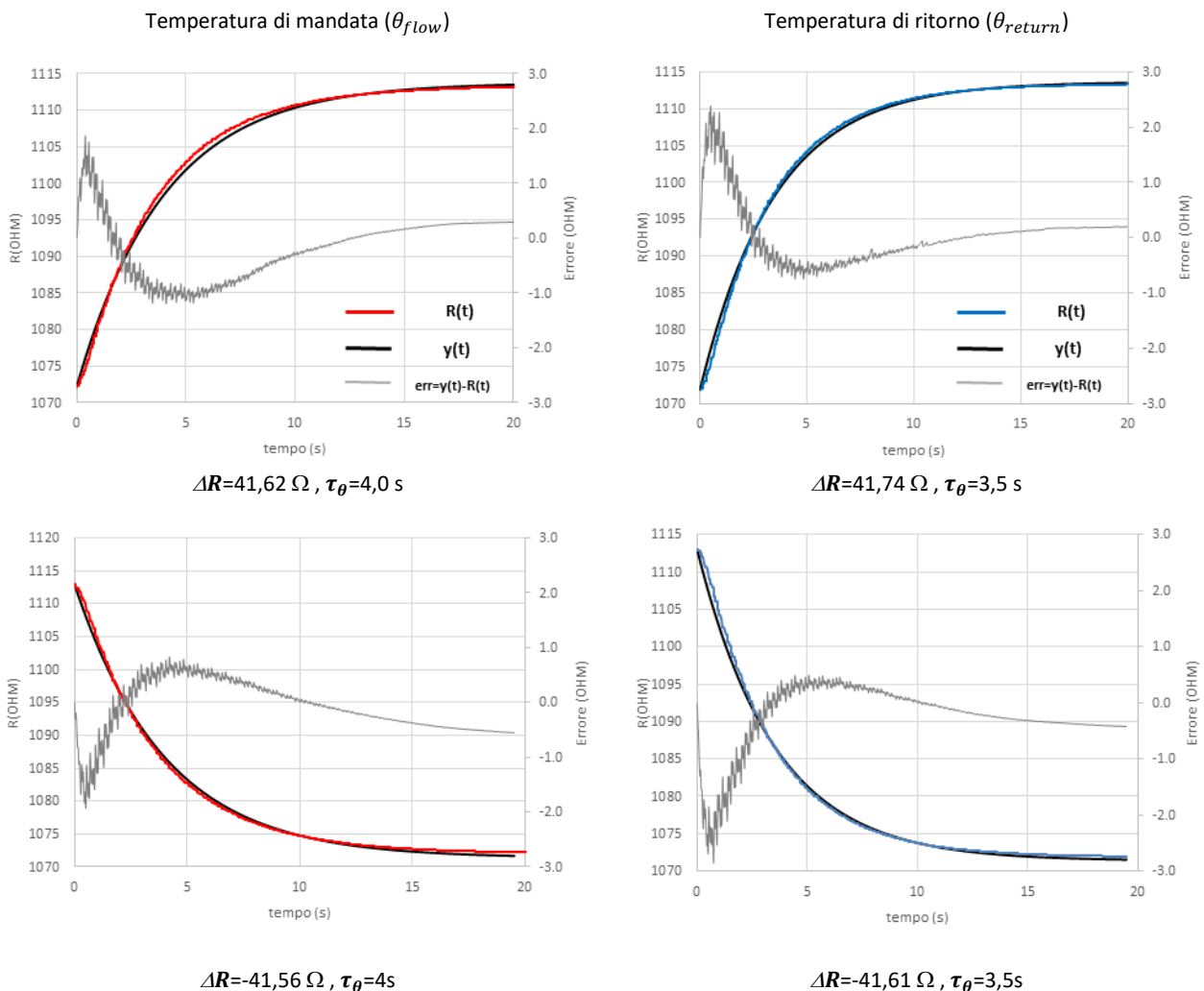


Figura 8 – Risposta dinamica del sensore di temperatura Pt1000.

I risultati mostrano una buona approssimazione fra il modello dinamico lineare del primo ordine e i dati sperimentali. Le costanti di tempo risultano essere pari a circa $\tau_{\theta}=4$ s. È interessante rilevare come le sonde di temperatura della stessa classe di precisione possono tuttavia presentare un lieve ma significativo scostamento del comportamento dinamico ($\tau_{\theta,flow}=4$ s, $\tau_{\theta,return}=3,5$ s).

Il **sensore di flusso** fornisce in uscita un segnale proporzionale al volume di fluido totalizzato (segnale ad impulsi) o un segnale proporzionale alla portata in volume (segnale in frequenza, o loop di corrente). In analogia alle sonde di temperatura si può ipotizzare di utilizzare un modello dinamico lineare del primo ordine per descrivere compiutamente il comportamento del sensore di flusso caratterizzato da una funzione di trasferimento del tipo:

$$G(s) = \frac{q(s)}{q_w(s)} = \frac{1}{\tau_q s + 1} \quad (4)$$

La costante di risposta statica è la relazione di identità, ($K=1$) questo perché nelle condizioni statiche l'indicazione dello strumento è pari alla grandezza misurata. L'unico parametro incognito del modello dinamico del primo ordine rimane la costante di tempo (τ_q).

Il contatore elettromagnetico utilizzato per le prove dinamiche è un convertitore di segnale che permette di impostare i parametri di risposta dinamica e quindi di osservare il comportamento dinamico dell'intera catena di misura attraverso segnali elettrici in ingresso opportunamente correlati alla generazione del campo magnetico. Con un apposito circuito elettrico è possibile generare un gradino in ingresso rappresentativo di una variazione di portata da 0 a 0,3 dm³/s. In questo modo il risultato della misura della portata in uscita è il risultato della risposta della catena di misura con i relativi contributi dinamici. I test sono stati eseguiti con filtro impostato a 1s e 5s. I grafici seguenti illustrano i risultati di misura a confronto con il modello analitico.

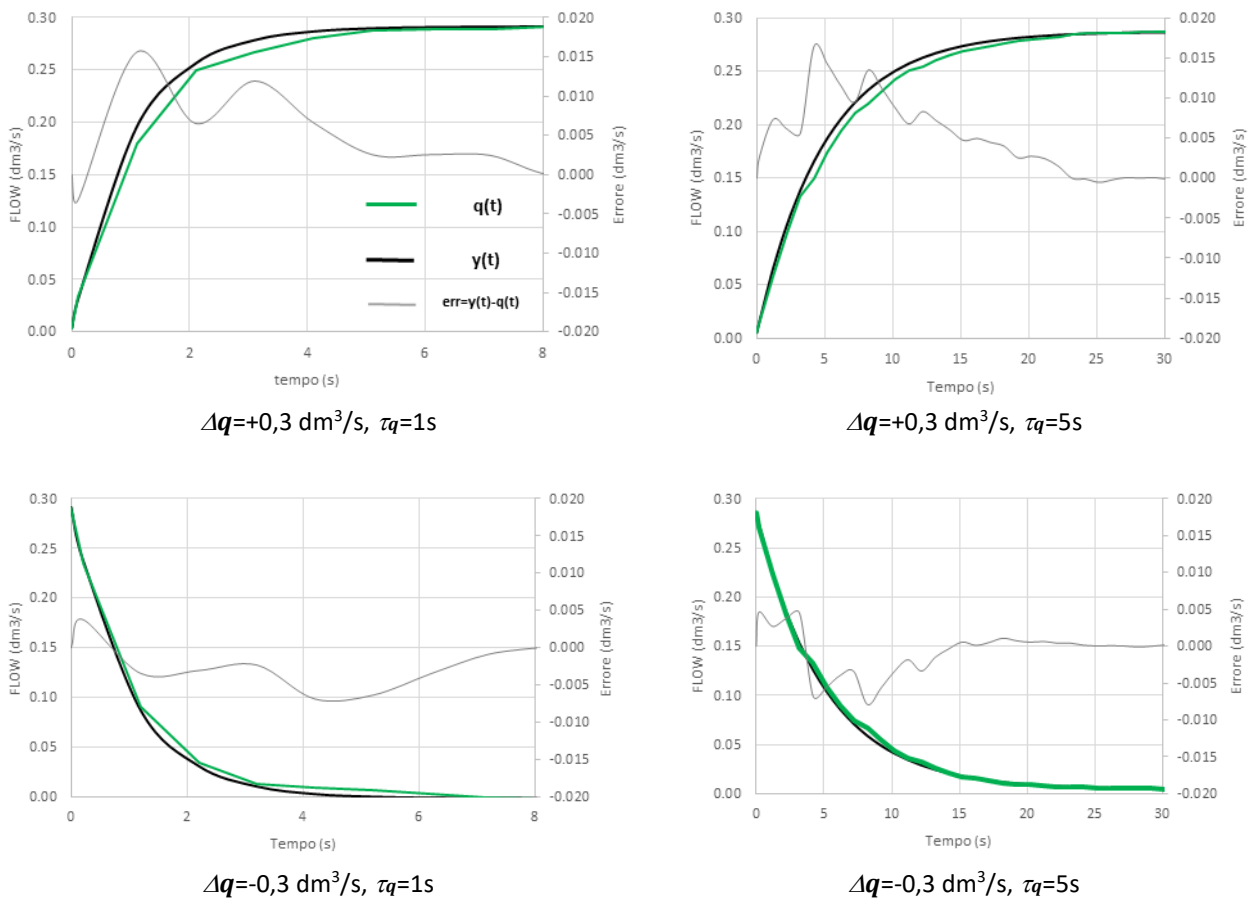


Figura 9 – Risposta dinamica del sensore di flusso elettromagnetico.

I risultati mostrano che il modello dinamico del primo ordine è adatto a caratterizzare la risposta del sensore di flusso in funzione dei parametri di filtro impostati. Le prestazioni dinamiche possono essere migliori di quanto esaminato, impostando nel convertitore MV110 valori ridotti della costante di tempo (e.g. 0,2 s).

Il **modulo di calcolo** sottoposto a prove consente, per mezzo del log interno, di registrare con cadenza temporale di un secondo l'evoluzione nel tempo dei valori delle grandezze del sistema. In questo caso è necessario determinare e caratterizzare la risposta dinamica dell'elaborazione dei segnali di misura sia della catena di misura della temperatura che del flusso. La risposta a gradino nel dominio del tempo è data dalle seguenti equazioni, rispettivamente per i segnali di temperatura e di flusso:

$$y(t) = AK_{\theta} K_{\theta c} \left(1 - e^{-\frac{1}{\tau_{\theta c}} t} \right) \quad (5)$$

$$y(t) = A K_q K_{q c} \left(1 - e^{-\frac{1}{\tau_{q c}} t} \right) \quad (6)$$

in cui il termine $AK_{\theta} K_{\theta c} = \theta^{0+} - \theta^{0-}$ è il gradino di variazione della temperatura, $A K_q K_{q c} = q^{0+} - q^{0-}$ il gradino di variazione della portata del fluido, $\tau_{\theta c}$ è la costante di tempo della catena di misura della temperatura nell'unità di calcolo, $\tau_{q c}$ è la costante di tempo della catena di misura del flusso del fluido termovettore nell'unità di calcolo, rispettivamente.

Relativamente alla catena di misura della temperatura (vedi Figura 10) del modulo di calcolo, il segnale della termoresistenza Pt1000 viene simulato da resistenze fisse e la variazione a gradino è ottenuta per mezzo di un semplice interruttore. In questo modo è possibile valutare il contributo dinamico della sola parte di condizionamento del segnale del calcolatore per la misura della resistenza e, di conseguenza, della temperatura.

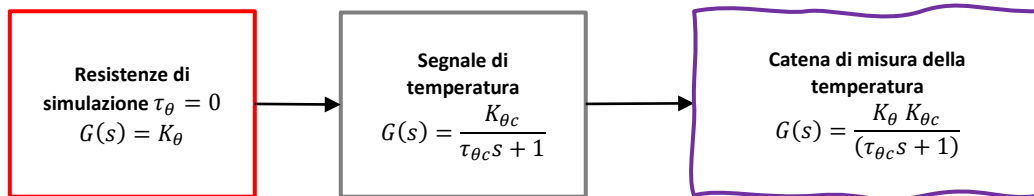
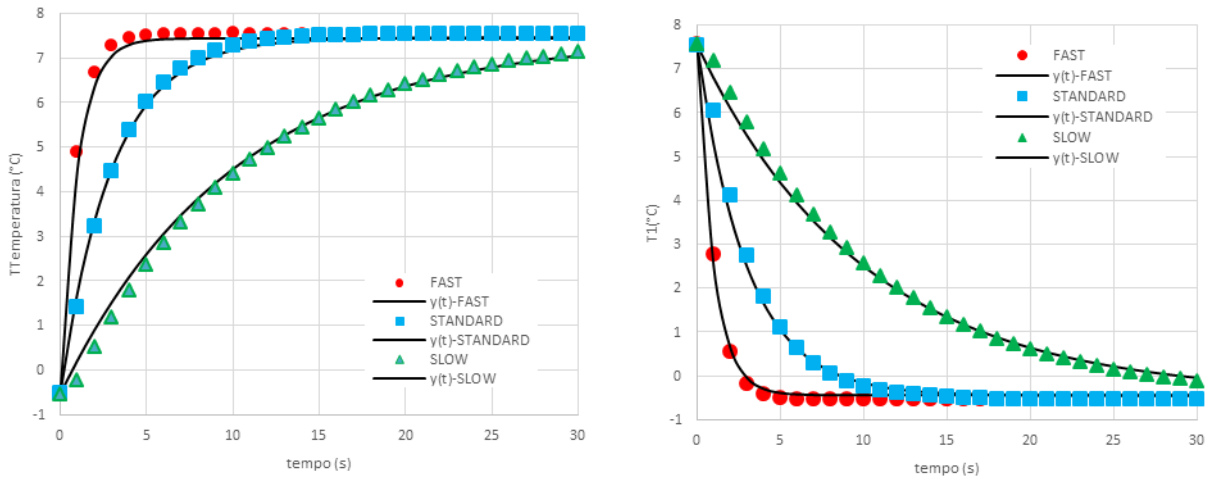


Figura 10 - Modulo di calcolo: catena di misura della temperatura

Per il calcolo della temperatura, in analogia a quanto illustrato per le sonde di temperatura la funzione di trasferimento risulta pari a:

$$G(s) = \frac{K_{\theta} K_{\theta c}}{\tau_{\theta c} s + 1} \quad (5)$$

Ai canali di ingresso sono collegate due resistenze da 1000 Ω più una resistenza aggiuntiva di 32 Ω per simulare una variazione di differenza di temperatura $\Delta\theta = 8,3$ K. Sono di seguito riportate le analisi dei dati acquisiti nelle tre modalità di misura (i.e. fast, standard e slow) sia per variazione di temperatura positiva che negativa.



$$\Delta\theta=+8,3 \text{ K}, \tau_{\theta c,fast}=1 \text{ s}, \tau_{\theta c,standard}=3 \text{ s}, \tau_{\theta c,slow}=10 \text{ s}$$

Figura 11: Risposta dinamica della catena di misura della temperatura dell'unità di calcolo.

I risultati mostrano una buona approssimazione fra il modello dinamico (lineare del primo ordine) e i dati sperimentali. Risulta evidente che l'impostazione del filtro di misura del calcolatore ha un effetto rilevante sulla misura della temperatura. I valori della costante di tempo di calcolo $\tau_{\theta c}$ è pari a 1, 3 e 10 secondi rispettivamente nelle configurazioni *fast*, *standard* e *slow*¹. Si può quindi ragionevolmente ritenere che la catena di misura della temperatura del modulo di calcolo dell'energia termica sia approssimabile ad un modello dinamico del primo ordine con costante di tempo definita in funzione del profilo impostato.

In modo analogo, la catena di misura del sensore di flusso (vedi Figura 12) viene simulata per mezzo di un treno di impulsi di frequenza e durata variabile.

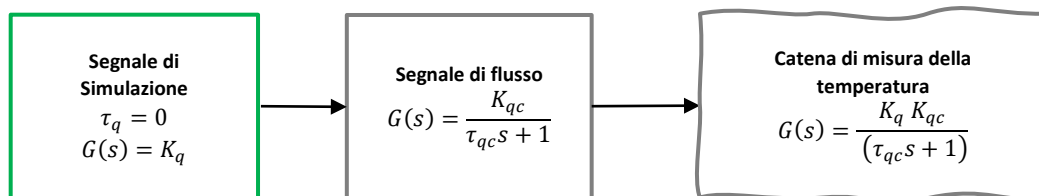


Figura 12 - Modulo di calcolo: catena di misura del flusso

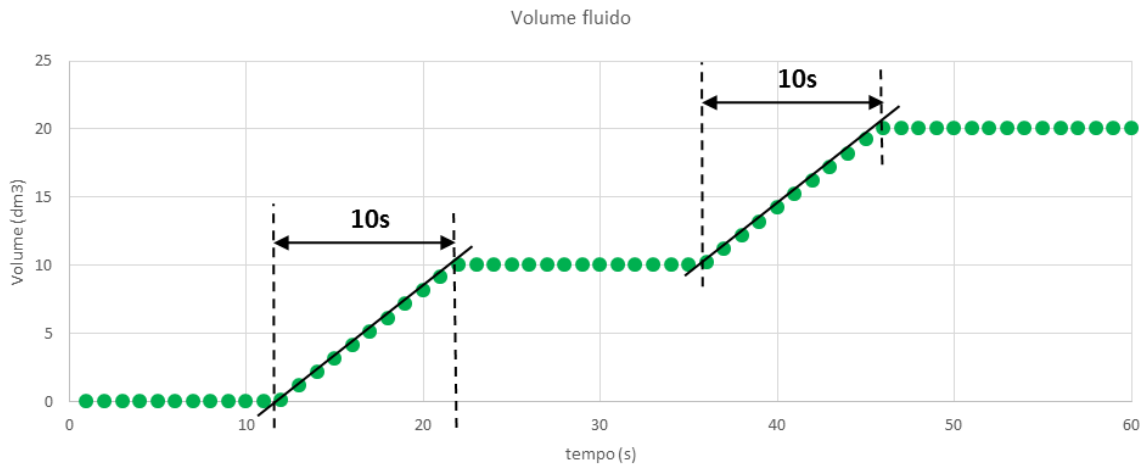
In questo modo è possibile valutare il contributo dinamico della sola parte di condizionamento del segnale del calcolatore per la misura della portata e del volume del fluido termovettore. La funzione di trasferimento risulta pari a:

$$G(s) = \frac{K_q K_{qc}}{\tau_{qc}s + 1} \tag{6}$$

Il metodo consiste nel fornire all'ingresso di volume una sequenza di 1000 impulsi alla frequenza di 100 Hz per una durata di 10 s. Ogni impulso equivale a 0,01 dm³. Il contatore inizia il conteggio del volume e dell'energia termica all'arrivo del primo impulso. Gli ingressi di temperatura e di volume, nonché l'energia termica contabilizzata sono memorizzati nella memoria interna con cadenza temporale di 1 s. Agli ingressi

¹ Le tre modalità di filtro (Fast, Standard, Slow) hanno effetto sulle grandezze analogiche (temperature, potenza, portata; incluso eventuale ingresso di portata con segnale in corrente 4-20 mA). I filtri costituiscono uno strumento utile per migliorare la qualità della misura nei casi in cui l'installazione sia affetta da particolare instabilità.

di temperatura sono collegate resistenze fisse che simulano i sensori Pt1000 con una differenza di temperatura pari a circa +8,3 K.



$$\Delta\theta=+8,3 \text{ K}, \Delta q_c=1,00 \text{ dm}^3/\text{s}, \tau_{\theta c}=1 \text{ s}$$

Figura 13: Risposta dinamica della catena di misura del flusso dell'unità di calcolo

I risultati mostrano che il sistema di conteggio di impulsi di volume, è un sistema dinamico di ordine zero. Ovvero non vi è alcun contributo dinamico poiché ad ogni impulso acquisito viene conteggiato il corrispondente volume e in conseguenza l'energia².

Relativamente al comportamento dinamico dei contatori di energia termica le prove sperimentali condotte hanno dimostrato che per le sotto-unità separate (e modulo di calcolo), un modello dinamico lineare del primo ordine è adatto a rappresentare il comportamento della coppia di sensori di temperatura e del sensore di flusso, mentre il modulo di calcolo può essere assimilato ad un sistema dinamico di ordine zero. In particolare, le costanti di tempo per i sensori di temperatura sono pari a circa $\tau_{\theta}=4 \text{ s}$ e che sonde di temperatura della stessa classe di precisione possono tuttavia presentare un significativo scostamento del comportamento dinamico ($\tau_{\theta,flow}=4 \text{ s}$, $\tau_{\theta,return}=3,5 \text{ s}$). Di contro, per il contatore di energia termica combinato, i risultati mostrano una buona approssimazione fra il modello dinamico lineare del secondo ordine e i dati sperimentali nel caso di variazione a gradino della grandezza di ingresso temperatura (con flusso costante), mentre il modello lineare del primo ordine caratterizza la risposta ad una variazione a gradino del flusso (a temperature costanti).

Alla luce delle prove effettuate, gli autori ritengono che la risposta a condizioni di funzionamento dinamiche sia un parametro rilevante da valutare per l'omologazione degli smart meter termici di seconda generazione.

² Il modulo di calcolo con ingresso ad impulsi non presenta comportamento dinamico. Ad ogni impulso esegue il calcolo dell'energia termica, pertanto il grafico dell'energia è sostanzialmente equivalente al grafico del volume.

1.3 *Futuri sviluppi degli smart meter di “seconda generazione” nelle smart home, nelle smart grid e nelle smart cities: prospettive e criticità*

1.3.1 *Prospettive di applicazione degli smart meter nelle smart home*

Lo sviluppo di applicazioni domotica sempre più evolute, consentirà di avere edifici sempre più intelligenti (i.e. smart home o smart building). Questi edifici, nati per rispondere a specifiche esigenze degli occupanti legate essenzialmente al risparmio energetico, al comfort abitativo e alla sicurezza, necessitano di sistemi di automazione che svolgono in modo completamente integrato le diverse funzioni. Non si può quindi prescindere da un uso integrato degli smart meter nonché dei sensori di altri apparati (e.g. sensori di temperatura esterna, di carico radiativo, di presenza occupanti, sensori di elettrodomestici, ecc.) collegati con i sistemi di Home Automation e Home Energy Management. D'altra parte lo scenario attuale della certificazione energetica degli edifici da un lato e della innovativa EPBD recast – Energy Performance of Building Directive, 2010/31/CE (European Parliament, 2008 [14]) – che spinge verso la realizzazione dei cosiddetti “Zero Emission Building” (ZEB) disegna un quadro in cui sarà nel breve periodo sempre più importante conoscere e certificare anche le prestazioni attuali degli edifici nelle effettive condizioni di uso (operational rating) sulla base della misura dei consumi energetici reali, e gestire in tempo reale i sistemi energetici utilizzando, oltre ai dati di consumo, quelli di produzione dell'energia da FER potenzialmente utilizzate nell'edificio.

Per tali motivi, anche se ancora non esiste una chiara e diffusa percezione delle potenzialità degli smart meter nelle applicazioni domestiche, probabilmente l'applicazione di questi strumenti proprio alle “smart home” potrebbe essere quella più semplice ed immediata. Essi, infatti, come ampiamente argomentato consentono un uso razionale di energia elettrica, calore, gas e acqua rendendo l'utente consapevole dei propri consumi. La misura, la registrazione e la trasmissione continua dei dati di misura permettono in linea di principio sia una lettura “diretta” che “indiretta”:

- la modalità diretta permette un'immediata visualizzazione e post elaborazione “in situ” dei consumi fornendo ad esempio informazioni sui valori massimi, minimi e medi giornalieri, profilando i consumi orari, fissando soglie di allarme e confrontando i consumi attuali con quelli storici o con un benchmark di riferimento. La maggiore limitazione della modalità diretta viene dall'eccessivo consumo delle batterie e dalla maggiore complessità del dispositivo che necessita sia di una predisposizione hardware dello smart meter che di un dispositivo ausiliario tipo “home display”;
- la modalità indiretta prevede la trasmissione e post-elaborazione remota e successivamente la visualizzazione via web dei propri dati. Anche se questa modalità consente ulteriori funzionalità nella post elaborazione (e.g. benchmark normativi o comparativi), essa non presenta l'immediatezza dell'informazione ed ha già mostrato tutti i propri limiti nell'applicazione al settore elettrico in cui il dato di misura è praticamente rimasto nell'esclusiva disponibilità del distributore e poco accessibile all'utente finale se non nella fatturazione finale.

Numerosi studi in letteratura [15] sugli orientamenti dei consumatori ritengono estremamente rilevante l'installazione di un dispositivo di lettura diretta in modo da consentire agli utenti finali di visualizzare istantaneamente e continuamente i propri consumi. Ai fini del risparmio energetico, la visualizzazione semplice e diretta dei consumi “in-home” insieme ad una migliore modalità di fatturazione (ovvero più frequente e dettagliata), si prefigura più efficace rispetto ad una comunicazione indiretta (ritardata) attraverso una pagina web (anche se personalizzata). Il feedback diretto promette di essere più efficace di quello indiretto se accompagnato da una precisa definizione degli obiettivi di benchmark. Le valutazioni storiche si rivelano più efficaci rispetto a quelle comparative o normative. Il mezzo indiretto

attraverso la post elaborazione via internet può fornire un feedback aggiuntivo utile per incorporazione di ulteriori analisi nel medio lungo termine [16].

La complessità dell'architettura e la possibilità di integrare più sensori ed attuatori, renderà gli smart meter, più che degli strumenti di misura, dei veri e propri sistemi di acquisizione, elaborazione e trasmissione dati. In tal modo le funzionalità dello strumento si arricchiranno di altre facilities per gli utenti finali, come riportato in Tabella 2, quali: a) la registrazione e trasmissione del dato; b) la correzione locale del dato di misura; c) la gestione dati di qualità della fornitura; d) la diagnosi del misuratore; e) il pricing dinamico; f) il billing effettivo; g) il benchmarking; h) il miglioramento della sicurezza; i) il miglioramento della CRM; j) l'integrazione con altri sensori e apparecchiature di controllo e regolazione domestici.

Tabella 2 - Funzionalità degli smart meter nella gestione ottimale delle smart home

<i>Funzionalità</i>	<i>Descrizione</i>
Misura, registrazione e trasmissione di dati	Il dato di misura viene memorizzato (e.g. quarto oraria) e trasmesso (e.g giornaliera) con una cadenza temporale prefissata
Correzione locale del dato di misura	La misura può essere corretta da grandezze di influenza (e.g. temperatura e pressione per la misura dei volumi di gas) mediante ulteriori sensori integrati nello strumento.
Gestione dati qualità fornitura	Lo smart meter può misurare e registrare anche parametri di qualità della fornitura come ad esempio: <ul style="list-style-type: none"> - per il gas: pressione rete, PCS, r; - per l'energia elettrica: tensione, frequenza, inquinamento armonico; - per il calore: temperatura di mandata, pressione, ...; - per l'acqua: pressione, durezza, ...;
Diagnosi misuratore	Lo strumento, grazie ad un'intelligenza distribuita, è in grado di verificare alcune tipologie di guasto (e.g. batteria, deriva di zero, ...) e comunicare automaticamente l'intervento di un operatore.
Pricing dinamico	La presenza di un clock all'interno del misuratore consente l'applicazione di tariffe multi orarie altrimenti inapplicabili.
Billing effettivo	La trasmissione del dato in tempo reale consente la fatturazione ex-post sulla base degli effettivi consumi, o in alternativa all'applicazione di tariffe prepagate mediante l'utilizzo di apposite card.
Diagnosi energetica (asset /operational rating) e benchmarking utenza	La consegna del dato di consumo in tempo reale consente la sensibilizzazione e responsabilizzazione del consumatore, anche grazie al confronto con altri dati (e.g. storico, normativo o comparativo) e o allarmi opportunamente prefissati dall'utente.
Miglioramento Sicurezza	Lo strumento è in grado di interagire in modo bidirezionale interrompendo la fornitura in caso di guasto con una valvola di blocco.
Integrazione con altri sensori e apparecchiature di controllo e regolazione	La digitalizzazione delle informazioni di misura e la standardizzazione dei protocolli trasmissivi potrebbe favorire l'integrazione degli smart meter sia con i sensori di comfort presenti nelle abitazioni che con i sistemi HVAC consentendo da un lato una stima dell'efficienza dei sistemi energetici in tempo reale, dall'altro una effettiva ottimizzazione dei consumi e delle funzionalità degli HVAC.

1.3.2 Prospettive di applicazione degli smart meter nelle smart grid

Negli ultimi decenni le caratteristiche delle reti energetiche (soprattutto quelle elettriche, ma sempre più anche quelle gas e calore) sono enormemente cambiate. Infatti, la gran parte delle infrastrutture di distribuzione e trasporto sono alquanto datate e necessitano di sostanziali investimenti; allo stesso tempo,

il numero dei sistemi di produzione distribuita è notevolmente aumentato (anche grazie alla disponibilità di tecnologie FER) e la domanda di energia cresce costantemente mettendo fortemente in crisi le reti esistenti. Per questi motivi l'innovazione delle smart grid nasce proprio nel settore elettrico, dove per prima si è sentita l'esigenza di una gestione intelligente della rete soprattutto per la diffusa presenza di utenti consumatori-produttori di energia (i cosiddetti "prosumers"). I fattori che hanno reso possibile oltre che necessaria questa trasformazione sono quelli di: i) consentire un uso più efficiente della rete attraverso l'uso delle tecnologie ICT; ii) ottenere un migliore equilibrio tra produzione e consumo; iii) sostenere l'impatto della generazione distribuita sulla rete e l'utilizzo ottimale delle fonti di energia rinnovabili. Visto il crescente interesse dei gestori di utility a rendere efficienti altri servizi a rete, soprattutto quelli del settore energetico, il passo successivo sarà quello di estendere, con tutti i limiti del caso, il concetto di smart grid al settore del gas, del calore e dell'acqua.

Un presupposto essenziale per lo sviluppo di reti intelligenti è legato all'esigenza di uno scambio bidirezionale di dati tra i gestori delle reti e i prosumer, scambio che può essere garantito esclusivamente dai sistemi di misurazione smart. In tal modo gli smart meter consentiranno un salto di qualità sia nella gestione del rapporto tra distributore e consumatore (vedi Tabella 3 punti a-c), sia nella gestione efficiente della rete stessa (vedi Tabella 3 punti d-f). In particolare, i vantaggi che derivano dall'utilizzo degli smart meter nella gestione delle utenze della rete sono legati alla possibile gestione remota dell'utenza (non solo per la semplice telelettura ed efficiente fatturazione dei consumi, ma anche per lo switching degli utenti, la possibilità di utilizzare il prepagato, il blocco da remoto dei morosi, la tariffazione multi oraria, ecc.), al miglioramento della "Customer Relationship Management" ed alla diagnosi energetica di una rete (e.g. gruppi di utenze come Comuni), ovvero di reti integrate (e.g. multiutility) [17].

L'aspetto sicuramente più rilevante nelle ulteriori funzionalità consentite dagli smart meter riguarda però la gestione ottimale della rete. Le problematiche più rilevanti sono infatti la gestione dei sovraccarichi e dei vuoti di consumo (i.e. il bilanciamento della rete), l'efficientamento energetico nel trasporto e distribuzione, la sicurezza ed il bilancio in tempo reale della rete. Per evitare problemi di sovraccarico e migliorare l'efficienza delle reti, molte utilities stanno cercando di perseguire una strategia di gestione della rete dedicata alla domanda denominata "Demand Side Management". Attraverso questa strategia è possibile ridurre i picchi di domanda, spostare i consumi dal periodo di picco ai periodi di scarsità della domanda (valley-filling) e ridurre i consumi superflui. Per raggiungere una gestione più efficiente della domanda sarà però necessario indurre variazioni del comportamento energetico dell'utente finale, ad esempio attraverso: i) la modifica del sistema tariffario (tariffe multiorarie); ii) l'introduzione di incentivi; iii) l'accesso in tempo reale alle informazioni; iv) il controllo remoto della fornitura da parte delle utilities; v) l'educazione dei consumatori. Tale approccio, anche se particolarmente affascinante, è alquanto complesso ed è attualmente oggetto di ricerca e sperimentazione in diversi paesi europei (e.g. ADDRESS, CRISP, FENIX, INTEGRAL, MicroGrids EU-DEEP). Naturalmente la conoscenza in tempo reale dei consumi, il cambiamento delle abitudini degli utenti e/o la riduzione coercitiva dei loro consumi attraverso gli smart meter è determinante ai fini dell'applicazione di tale strategia [18].

Queste stesse caratteristiche dei misuratori smart consentiranno di conoscere sempre meglio e in tempo reale lo stato della rete anche sui rami più remoti. Questi ultimi, sebbene tradizionalmente rappresentino delle semplici uscite, si sono come detto spesso trasformati in ingressi/uscite a seconda dei momenti della giornata ovvero delle condizioni di produzione degli impianti da FER e di consumo degli utenti stessi. Solo sulla base della conoscenza degli ingressi e delle uscite sarà possibile effettuare un bilancio accurato e verificare perdite della rete, prelievi anomali (picchi e consumi in orari/giorni non previsti), funzionamenti anomali di sistemi e componenti della rete. Su tale base sarà inoltre possibile gestire in modo ottimale la rete effettuando da un lato una profilazione dei prelievi degli utenti e la previsione dei consumi, dall'altro un'analisi dell'efficienza nel trasporto di energia prevenendo i guasti e migliorando la sicurezza della rete.

Tabella 3 - Funzionalità degli smart meter nella gestione ottimale delle reti (smart grid)

Funzionalità	Descrizione
a) Gestione remota utenza	<p>La gestione remota degli utenti consente, oltre alla semplice lettura remota dei consumi, alcune ulteriori funzionalità quali ad esempio:</p> <ul style="list-style-type: none"> - blocco erogazione; - riarmo remoto (telefonico); - limitazione dei picchi di prelievo; - prevenzione blackout (interruzione fornitura); - verifica dell'inquinamento armonico della rete (power quality)
b) Miglioramento della Customer Relationship Management	<p>La gestione delle relazioni con gli utenti può essere enormemente migliorata attraverso un'opportuna:</p> <ul style="list-style-type: none"> - gestione degli allarmi; - intervento automatico dell'operatore in caso di guasto; - voltura utente facilitata;
c) Diagnosi energetica di gruppi di utenze (anche in reti integrate multi utility)	<p>La diagnosi energetica delle utenze può essere estesa a gruppi di utenze (e.g. utenti di un comune), a tratti di rete o all'intera rete o, infine, a reti integrate (gas, calore, acqua, energia elettrica) effettuando: analisi storiche dei consumi, confronto con consumi attesi, statistiche e trend di consumo.</p>
d) Demand Side Management	<p>La tecnica del demand side management consente di: a) spostare e ridurre il consumo di energia (Dynamic pricing, Variable, time-of-use tariffs); b) ottimizzare la produzione e lo stoccaggio di energia sulla rete; c) la gestione della micro-generazione (consumatore =>produttore).</p>
e) Bilancio delle reti	<p>La conoscenza in tempo reale di tutti gli ingressi ed uscita della rete consente un accurato bilancio e quindi: una stima e ricerca delle perdite; una riduzione del cosiddetto Non Contabilizzato, la prevenzione ed il rilevamento di eventuali furti.</p>
f) Gestione ottimale della rete	<p>Sulla base della conoscenza accurata dello stato della rete è inoltre possibile gestire in modo ottimale la rete effettuando:</p> <ul style="list-style-type: none"> - una profilazione dei prelievi degli utenti e classificazione delle tipologie di utenze per curve di consumo - una previsione dei consumi - un'analisi dell'efficienza nel trasporto (e.g. perdite di carico, isolamento termico); - la prevenzione dei guasti e la fault detection della rete; - il miglioramento della sicurezza.

1.3.3 Prospettive di applicazione degli smart meter nelle smart cities

Per garantire uno sviluppo urbano equilibrato una città deve essere sostenibile, confortevole, attrattiva, sicura. Una Smart City è una città che combina e armonizza intelligentemente le risorse della città e del territorio circostante. In particolare i pilastri delle città intelligenti sono: i) una economia intelligente per garantire la competitività; ii) una mobilità intelligente per un trasporto sostenibile; iii) un ambiente intelligente per una corretta gestione delle risorse naturali; iv) una popolazione intelligente per garantire il capitale umano e sociale; v) una vita intelligente per garantire oltre che il benessere economico soprattutto una adeguata qualità della vita dei cittadini; vi) una politica intelligente per una “governance” della città partecipata e consapevole.

Questi aspetti possono essere ottenuti solo agendo contemporaneamente sul fattore umano e su quello tecnologico, primo tra tutti l'informazione e la comunicazione basati sulla tecnologia dell'ICT (e.g. l'interconnessione delle persone e dei sistemi tecnologici) e lo sviluppo sostenibile basato sulle moderne tecnologie energetiche ed ambientali (e.g. smart grid). Spesso infatti le inefficienze energetiche e l'uso improprio delle risorse dipendono dalla disinformazione dei cittadini, dei politici e dalla mancanza di integrazione tra le diverse strutture ed infrastrutture delle città. Si pensi alle perdite di acqua nelle reti, al

consumo di combustibile nel traffico cittadino, alle dispersioni termiche negli edifici, al consumo di energia elettrica per l'illuminazione.

Le reti cablate a banda larga e wireless sono in tal senso una tecnologia indispensabile ed un elemento chiave per creare e mantenere una Smart City. Ciò vale ancora di più per città distribuite sul territorio in cui le distanze possono rappresentare un elemento critico. Le reti consentono di creare una struttura di nodi sensorizzati (distribuiti sul territorio) con cui si possono misurare ed acquisire una grande quantità di parametri per una più efficiente gestione della città. Tutti questi dati possono essere in tal modo utilizzati in tempo reale sia dai cittadini (per conoscere lo stato del traffico, dell'ambiente, del clima, ecc.), che dalle autorità (per prendere decisioni adeguate ed efficaci). Solo in tal modo, inoltre, le città possono garantire una governance basata sull'interoperabilità e su servizi di gestione e governo Internet-based. In particolare in tal modo è possibile ottenere sia la connettività interna tra dipartimenti ed impiegati distribuiti sul territorio, che esterna con i cittadini e le imprese.

Una smart city deve essere quindi: i) strumentata (ovvero in grado di misurare i parametri ambientali, energetici e di processo in modo oggettivo ed affidabile); ii) interconnessa (ovvero in grado di comunicare in tempo reale le informazioni ai portatori di interesse ed interconnetterle con le altre informazioni necessarie); iii) intelligente (ovvero in grado di proporre soluzioni efficaci ed efficienti per problemi complessi). La piattaforma wireless degli smart meter e le stesse informazioni dei consumi energetici ed idrici possono rappresentare un tassello fondamentale nello sviluppo delle smart city. In particolare per garantire uno "Smart Environment" è necessario gestire in modo intelligente sia le risorse energetiche e naturali che le reti distributive cittadine stesse (e.g. illuminazione pubblica; teleriscaldamento, acqua, fognature rifiuti) Inquinamento e protezione ambientale; monitoraggio ambientale). Un discorso analogo vale per lo "Smart Mobility" in cui è fondamentale il monitoraggio traffico, la gestione semafori, il car sharing, ecc. o ancora per lo "Smart Living" nella telesorveglianza e nell'Housing quality.

1.3.4 Analisi delle potenziali criticità

Lo "smart metering" è un elemento essenziale per la piena applicazione delle nuove tecnologie smart home, smart grid e smart city. Gli smart meter sono infatti indispensabili sia nell'automazione ed efficientamento delle abitazioni (per la gestione locale dei consumi e per l'autoproduzione di energia), sia nella gestione efficace ed efficiente delle reti (per il corretto bilanciamento ed interconnessione della rete operata dal gestore da remoto).

Malgrado l'accelerazione legislativa ed i notevoli progressi tecnologici registrati negli ultimi anni, ancora permangono alcuni vincoli alla piena diffusione delle tecnologie dello smart metering nelle utilities a causa di fattori economici - l'analisi costi-benefici non sempre è favorevole in tutti gli ambiti applicativi - oltre che di fattori tecnologici e normativi come l'assenza di uno standard di comunicazione indiscusso (che rende talvolta difficile l'interoperabilità tra diversi sistemi di misura). Pertanto, l'infrastruttura ed i protocolli di comunicazione rappresentano ancora il principale vincolo per un pieno sviluppo dello smart metering nelle reti energetiche ed in generale nelle utilities.

I principali limiti esistenti negli smart meter attualmente installati sono: a) la limitata disponibilità del dato di misura in tempo reale da parte degli utenti finali; b) l'adozione di tariffe multiorarie per tutti i vettori energetici; c) la registrazione e la conseguente valorizzazione tariffaria della qualità del servizio e dell'energia fornita (e.g. inquinamento armonico per l'energia elettrica, il potere calorifico per il gas naturale, la temperatura di fornitura per il teleriscaldamento), d) l'integrazione degli smart meter nelle smart grid (in termini di bilancio delle reti, di diagnosi e controllo remoto delle utenze; e) l'utilizzo degli Smart Meter in ottica proattiva da parte dell'utenza (e.g. demand side management, utente produttore/consumatore), f) la gestione integrata dei dati di metering e submetering.

Un ulteriore aspetto critico è rappresentato dalla proprietà del dato e dall'accessibilità di questo in tempo reale o differito da parte dei diversi attori (i.e. distributore, venditore, utente, terzo agente/carrier, utente finale). Sfortunatamente una diffusione ed integrazione dell'informazione così spinta comporta alcuni rischi sulla privacy, sulla sicurezza del dato, sulla concorrenza sleale. In particolare l'analisi sui consumi consentirebbe facilmente di evincere informazioni sensibili sulle attività e abitudini degli utenti. Inoltre solo una sperimentazione adeguata potrebbe ridurre il rischio connesso all'Integrità dei dati di misura (rischio di cancellazioni/ modifiche di informazioni), all'assicurazione della loro riservatezza (accesso improprio da parte di soggetti non autorizzati), alla effettiva disponibilità (impedimento agli utenti autorizzati di accedere e fruire i dati). Infine in un regime di oligopolio (monopolio di fatto) come quello delle utility il rischio di una concorrenza sleale con un utilizzo improprio del dato ai fini contrattuali è tutt'altro che trascurabile.

Il superamento efficace di queste problematiche, più che di quelle tecnologiche ed economiche, consentirà la piena diffusione delle tecnologie dello smart metering.

2 Sviluppo di linee guida pre-normative dei sistemi di contabilizzazione del “freddo” e delle tecnologie di misura applicabili

Come noto la contabilizzazione individuale dei consumi di energia termica per raffreddamento (oltre che per riscaldamento ed acqua calda sanitaria) per ciascuna unità abitativa è stata resa obbligatoria dal Dlgs 102/2014 e s.m.i. [3] nei condomini e negli edifici polifunzionali serviti da un impianto centralizzato, se tecnicamente possibile ed efficiente in termini di costi. Pur sussistendo un obbligo di contabilizzazione individuale dei consumi energetici per raffrescamento, la norma UNI 10200 non fornisce indicazioni in merito alle modalità di ripartizione delle spese.

A questo scopo, i sistemi utilizzabili per la contabilizzazione del freddo devono tenere conto delle specificità delle tipologie degli impianti di raffreddamento, insieme alle caratteristiche tecniche e requisiti di installazione dei sistemi di misura adottabili (vedi Tabella 4).

Tabella 4 – Tecniche di misura per la contabilizzazione del freddo [19]

<i>Tipo impianto</i>	<i>Possibile Dispositivo di Contabilizzazione</i>	<i>Normativa tecnica applicabile</i>
Aeraulici	<ul style="list-style-type: none"> – Misuratori di portata ad inserzione (e.g. Griglie di Wilson) – Sonde entalpiche (i.e. di temperatura e umidità relativa); 	ISO 7145:1982* ISO 3966: 2008 [20] IEC 60751 [21] UNI EN 12599:2012 [22]
Idronici	– misura diretta con CET;	UNI EN 1434:2016 [23]
	– misura indiretta con totalizzatori dei tempi di inserzione	UNI 11388:2015 [24] UNI 9019:2013 [25]
Misti aria-acqua	– tecnica mista	vedi sopra
Espansione diretta	<ul style="list-style-type: none"> – Misuratori di volume/portata, – sensori di temperatura – Sensori di pressione 	n.d.

* norma ritirata

In Tabella 5 viene presentata una sintesi dei sistemi di misura utilizzabili negli impianti di raffrescamento con indicazione delle caratteristiche tecniche nominali e in campo (i.e. prestazioni alle reali condizioni di installazione ed uso), in termini di incertezza nominale (U_n) di taratura (U_c), ripetibilità (U_r) e di installazione (U_i), oltre che di sensibilità alla temperatura dU/dt .

Tabella 5 – Prestazioni nominali e in campo degli strumenti per la misura del freddo [26]

Instrument type	Probe type	U_a	dU_a/dt	U_c	dU_c/dt	U_i	U_i (typical)	U_i
Ni1000 (DIN 43760) and Transmitter	In situ (wall)	0.13 (°C) ^c	0.0023 ^c	0.24 (°C) ^b	0.004	0.15 (°C)	0.2 (°C)	0.05 (°C)
Ni1000 (DIN 43760) and Transmitter	Insertion (duct)	0.13 (°C) ^c	0.0023 ^c	0.29 (°C) ^b	0.007	0.15 (°C)	0.1 (°C)	0.05 (°C)
Ni 1000 (DIN 43760) and Transmitter	Insertion (pipe)	0.13 (°C) ^c	0.0023 ^c	0.24 (°C) ^b	0.004	0.005 (°C)	0.05 (°C)	0.05 (°C)
Pt 100 (IEC 751)	Insertion (pipe)	0.1 (°C)	0.0017	0.09 (°C) ^b	0.002	0.005 (°C)	0.05 (°C)	0.05 (°C)
Pt 500	Insertion (pipe)	0.07 (°C)	n.a.	0.06 (°C) ^b	0.0015	0.005 (°C)	0.05 (°C)	0.05 (°C)
Capacitive Hygrometer and Transmitter	In situ (wall)	1.8 (%R.H.)	n.a.	1.7 (%R.H.) ^b	0.06 (%R.H./°C)	0.2 (%R.H)	negligible	0.5 (%R.H)
Capacitive Hygrometer and transmitter	Insertion (duct)	1.8 (%R.H.)	n.a.	1.7 (%R.H.) ^b	0.08 (%R.H./°C)	0.3 (%R.H)	negligible	0.5 (%R.H)
Hot-film anemometer and Transmitter Type 1	Insertion	n.a.	n.a.	2.0 (%R.V.) ^b	0.2 (%R.V./°C)	0.4 (%R.V)	1.0 (%R.V.)	0.5 (%R.V.)
Hot-film anemometer and Transmitter Type 2	Insertion	1.7 (%R.V.)	0.03 (%RV/°C)	1.0 (%R.V.) ^b	0.03(%R.V./°C)	0.5 (%R.V)	1.0 (%R.V.)	0.5 (%R.V.)
Single path TOF and Transmitter	Full-bore	1.2 (%R.V.)	n.a.	1.8 (%R.V.)	negligible	1.1 (%R.V)	0.5 (%R.V.)	0.2 (%R.V.)
Diaphragm(OIML R6)	Full-bore	0.75 (%R.V.)	n.a.	0.5 (%R.V.)	n.e.	0.1 (%R.V)	negligible	0.2 (%R.V.)
Electronic Wattmeter	–	0.58 (%F.S.)	n.a.	0.6 (%F.S.)	n.e.	0.3 (%F.S.)	negligible	0.1 (%R.V.)

^aAmbient reference temperature.
^bZero Celsius reference temperature.
^cRelative only to sensor (without the transmitter).
R.V., reading value.
F.S., full scale.
n.a., not available.
n.e., not evaluated.

Nel prosieguo si riporta una breve descrizione delle caratteristiche tecniche dei misuratori di portata e delle sonde entalpiche utilizzabili per la contabilizzazione del freddo, mentre si rimanda al Report RdS Par2015 per l’analisi delle caratteristiche dei contatori di energia termica e dei totalizzatori dei tempi di inserzione [27].

2.1 La contabilizzazione del “freddo” negli impianti a tutt’aria (aerulici)

Gli impianti a tutt’aria sono costituiti da una unità di trattamento aria (UTA), da un sistema di tubazioni di distribuzione e da terminali di diffusione negli ambienti da climatizzare. Un impianto centralizzato di raffrescamento può essere quindi ragionevolmente schematizzato come in Figura 14, con una serie di tubazioni di mandata e di ripresa dell’aria proveniente dall’UTA. Nella figura sono anche riportate le indicazioni di un sistema di contabilizzazione potenzialmente utilizzabile.

Il bilancio termico alla base della contabilizzazione, ipotizzando che la quantità di aria di ripresa da ciascun appartamento sia proporzionale alla quantità immessa nello stesso appartamento, può quindi essere rappresentato dall’equazione che segue.

$$\dot{Q}_t = \sum_{i=1}^n \dot{Q}_i = \sum_{i=1}^n \dot{m}_{in,i} h_{in,i} - \sum_{i=1}^n \dot{m}_{out,i} h_{out,i} = \sum_{i=1}^n \dot{m}_{in,i} \left(h_{in,i} - \frac{\dot{m}_{in,i}}{\dot{m}_{in,t}} h_{out,i} \right) \quad (11)$$

Dove:

- $\dot{m}_{in,i}$ ($\dot{m}_{out,i}$) è la massa di aria in immissione (ripresa) all’appartamento i-esimo (kg)
- $\dot{m}_{in,t}$ è la massa totale di aria in immissione in tutti gli n appartamenti (kg)
- $h_{in,i}$ ($h_{out,i}$) è l’entalpia in immissione (ripresa) all’appartamento i-esimo (kJ kg⁻¹)

La quota di ripartizione del singolo appartamento può essere calcolata integrando nel tempo l’eq. (11) e attraverso la seguente equazione:

$$S_i = \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i} = \frac{\int \dot{m}_{in,i} \left(h_{in,i} - \frac{\dot{m}_{in,i}}{\dot{m}_{in,t}} h_{out,i} \right) dt}{\sum_{i=1}^n \left(\int \dot{m}_{in,i} \left(h_{in,i} - \frac{\dot{m}_{in,i}}{\dot{m}_{in,t}} h_{out,i} \right) dt \right)} \quad (12)$$

In questa configurazione di impianto la misura dei consumi involontari può essere ottenuta mediante installazione di uno o più contatori di energia al sistema di generazione.

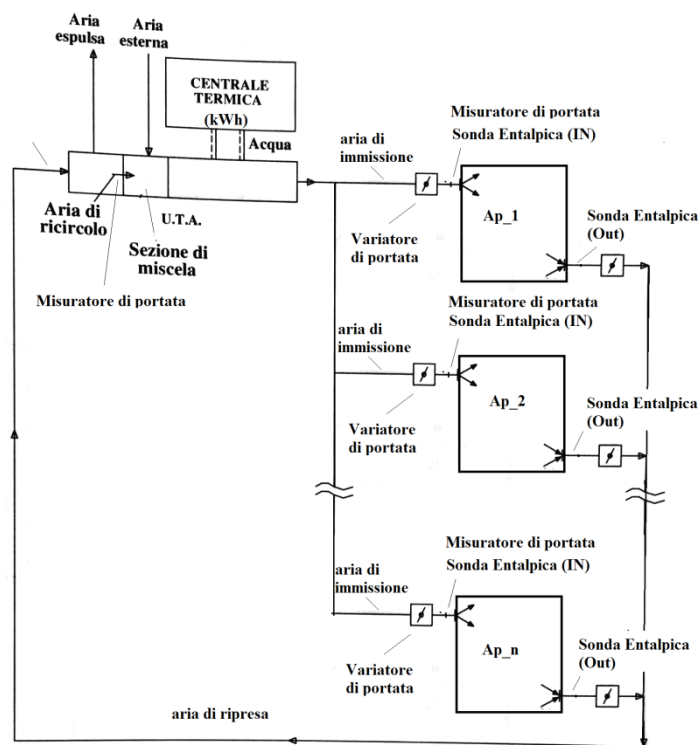


Figura 14 – Schema di contabilizzazione impianti di raffrescamento a tutt'aria

A garanzia dell'accuratezza della contabilizzazione, sia i misuratori di portata ad inserzione che le sonde entalpiche, una volta installate, dovranno essere opportunamente sigillate per garantire che la profondità di immersione e la posizione nella sezione non vengano variate.

Nel prosieguo vengono descritte brevemente le principali tipologie di strumenti utilizzabili per la contabilizzazione dei consumi negli impianti di raffrescamento a tutt'aria.

2.1.1 Misuratori di portata ad inserzione

I misuratori di portata ad inserzione basano il proprio principio di misura sulla valutazione della velocità media del fluido, mediante un sensore opportunamente posizionato in un punto nella sezione retta della tubazione. La garanzia di un'adeguata accuratezza di misura per questo tipo di misuratori è quindi legata al verificarsi di particolari condizioni fluidodinamiche, necessarie a correlare in maniera più o meno accurata, il valore di velocità locale misurata dal sensore con la velocità media e quindi con la portata volumetrica, attraverso la relazione:

$$\dot{V} = \bar{w} A \quad (13)$$

Dove \dot{V} è la portata volumetrica (m^3s^{-1}) e \bar{w} è la velocità media (m s^{-1}) nella sezione trasversale della tubazione A (m^2).

Questa relazione vale nelle ipotesi ulteriormente semplificative di fluido ideale, assenza di attriti con le pareti e flusso monodimensionale; in questo caso, il moto del fluido nel condotto sarebbe caratterizzato in ogni punto da una velocità w praticamente uniforme nella generica sezione A (Figura 15), e la misura della

portata volumetrica si ridurrebbe alla misura della velocità $w = \bar{w}$ in un qualsiasi punto della sezione retta e della sezione di efflusso.

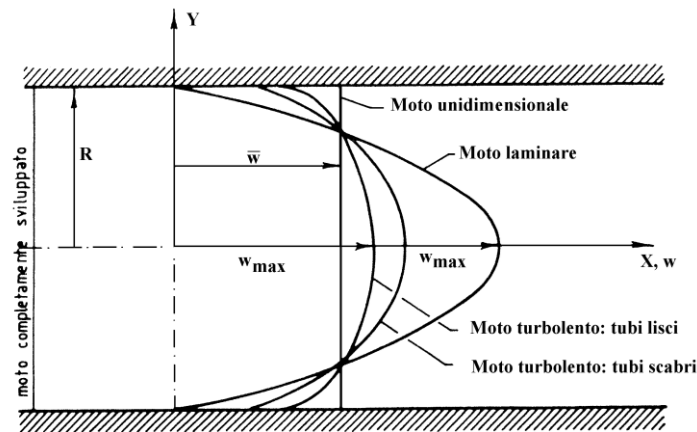


Figura 15 - Profili di velocità del fluido in un condotto chiuso a sezione costante

L'ipotesi di moto monodimensionale (e cioè velocità uniforme in tutta la sezione) è decisamente un'ipotesi limite, che nella realtà non può realizzarsi. Infatti, per l'ipotesi di continuità, la condizione di velocità nulla del fluido a contatto con pareti solide del condotto deve essere sempre verificata (i.e. poiché le pareti del condotto sono ferme anche le molecole di fluido che bagnano le pareti non possono che risultare ferme) e quindi la rappresentazione delle velocità di efflusso nelle diverse sezioni non può non prevedere che sulle pareti del tubo la velocità del fluido w sia nulla.

Nella realtà, a ciascun regime di moto (i.e. alle differenti velocità instauratesi nel moto a causa della presenza di effetti viscosi o turbolenti) corrisponde un differente profilo di velocità più o meno lontano dalle condizioni ideali (Figura 16). Nell'ipotesi di moto completamente sviluppato (i.e. ad una distanza dall'imbocco del condotto, o comunque da qualsiasi altra causa di disturbo fluidodinamico, quali gomiti, curve, restringimenti ecc., sufficiente al completo sviluppo dello strato limite), il profilo di velocità è funzione della posizione radiale nella sezione del condotto. In questo caso una misura corretta della portata massica richiederebbe la misura della velocità in ogni punto della sezione e l'utilizzo della relazione seguente.

$$\dot{m} = \rho \dot{V} = \rho A \bar{w} = \int \rho w dA \quad (14)$$

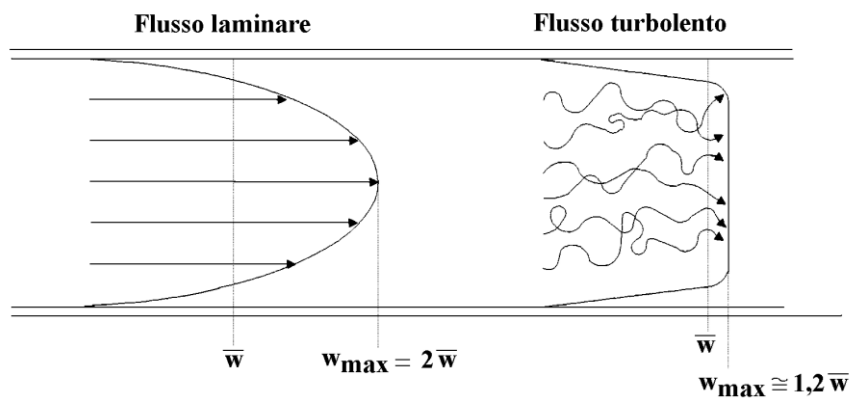


Figura 16 - Regime di moto laminare e turbolento

Punti di misura della portata ad inserzione

Nel caso di fluido reale quindi la velocità in una sezione varia in funzione del numero di Reynolds e della scabrezza delle pareti della tubazione. Di conseguenza, conoscendo queste grandezze è possibile in linea di principio risalire al profilo della velocità e quindi alla relazione tra la velocità in un fissato punto e la velocità media (e.g. per flusso laminare la velocità al centro della sezione è circa il doppio della velocità media, mentre per flusso turbolento il valore della velocità puntuale tra 0.25 D e 0.29 D è circa uguale alla velocità media). Per aumentare l'accuratezza del metodo la misura puntuale dovrebbe essere presa su più punti, adottando uno dei metodi in Tabella 6 (dove n è il numero di punti di misura, x la posizione in sezione rettangolare, r in sezione circolare, ω il coefficiente di peso di ciascuna misura effettuata in una determinata posizione).

Tabella 6 – Punti di misura della portata ad inserzione

Numero di stazioni	METODI											
	Centroidi ug. ar.			Newton-Cotes			Chebyshef			Gauss		
	x	r	ω	x	r	ω	x	r	ω	x	r	ω
2	0.2500 .7500	0.5000 .8660	1/2	0 1	0 1	1/2	0.2113 .7887	0.4597 .8881	1/2	0.2113 .7887	0.4597 .8881	1/2
3	0.1667 .5000 .8333	0.4082 .7071 .9129	1/3	0 0.5 1	0 0.7071 1	0.1667 .6667 .1667	0.1464 .5000 .8536	0.3827 .7071 .9239	1/3	0.1127 .5000 .8873	0.3357 .7071 .9420	0.2778 .4444 .2778
4	0.1250 .3750 .6250 .8750	0.3536 .6124 .7906 .9354	1/4	0 0.3333 0.6667 1	0 0.5774 .8165 1	0.1250 .3750 .3750 .1250	0.1027 .4072 .5928 .8973	0.3203 .6382 .7699 .9473	1/4	0.0694 .3300 .6700 .9306	0.2635 .5745 .8185 .9647	0.1739 .3261 .3261 .1739
5	0.1000 .3000 .5000 .7000 .9000	0.3162 .5477 .7071 .8367 .9487	1/5	0 0.25 .50 .75 1	0 .5000 .7071 .8660 1	0.0778 .3556 .1333 .3556 .0778	0.0838 .3127 .5000 .6873 .9162	0.2891 .5592 .7071 .8290 .9572	1/5	0.0469 .2308 .5000 .7692 .9531	0.2166 .4804 .7071 .8771 .9763	0.1185 .2393 .2844 .2393 .1185
6	0.0833 .2500 .4167 .5833 .7500 .9167	0.2887 .5000 .6455 .7638 .8660 .9574	1/6	0 0.2 .4 .6 .8 1	0 0.4472 .6325 .7746 .8944 1	0.0660 .2604 .1736 .1736 .2604 .0660	0.0669 .2887 .3667 .6333 .7113 .9331	0.2586 .5373 .6057 .7958 .8434 .9660	1/6			
7	0.0714 .2143 .3571 .5000 .6429 .7857 .9286	0.2673 .4629 .5976 .7071 .8018 .8864 .9636	1/7	0 0.1667 .3333 .5000 .6667 .8333 1	0 0.4082 .5774 .7071 .8165 .9129 1	0.0488 .2571 .0321 .3238 .0321 .2571 .0488	0.0581 .2352 .3381 .5000 .6619 .7648 .9419	0.2410 .4849 .5814 .7071 .8136 .8745 .9705	1/7			
8	0.0625 .1875 .3125 .4375 .5625 .6875 .8125 .9375	0.2500 .4330 .5590 .6614 .7500 .8292 .9014 .9682	1/8	0 0.1429 .2857 .4286 .5714 .7143 .8571 1	0 0.3780 .5345 .6547 .7539 .8452 .9258 1	0.0435 .2070 .0766 .1730 .1730 .0766 .2070 .0435	0.0513 .2036 .2964 .4487 .5513 .7036 .7964 .9487	0.2266 .4513 .5444 .6698 .7425 .8388 .8924 .9740	1/8			
9	0.0556 .1667 .2778 .3889 .5000 .6111 .7222 .8333 .9444	0.2357 .4082 .5270 .6236 .7071 .7817 .8498 .9129 .9718	1/9	0 0.1250 .2500 .3750 .5000 .6250 .7500 .8750 1	0 0.1250 .5000 .6124 .7071 .7906 .8660 .9354 1	0.0349 .2077 -.0327 .3702 -.1601 .3702 -.0327 .2077 .0349	0.0442 .1995 .2356 .4160 .5000 .5840 .7644 .8005 .9558	0.2103 .4466 .4854 .6450 .7071 .7642 .8743 .8947 .9776	1/9			
10	0.05 .15 .25 .35 .45 .55 .65 .75 .85 .95	0.2236 .3873 .5000 .5916 .6708 .7416 .8062 .8660 .9220 .9747	1/10	0 0.1111 .2222 .3333 .4444 .5556 .6667 .7778 .8889 1	0 0.3333 .4714 .5774 .6667 .7454 .8165 .8819 .9428 1	0.0319 .1757 .0121 .2159 .0645 .0645 .2159 .0121 .1757 .0319	0.0419 .1564 .2500 .3436 .4581 .5419 .6564 .7500 .8436 .9581	0.2046 .3954 .5000 .5862 .6768 .7361 .8102 .8660 .9185 .9788	1/10			

La misura su più punti, detta anche "misura traversa" viene descritta all'interno della norma ISO 3966 [20] che definisce il numero e la posizione dei punti nella sezione del canale distinguendo tra canali a

sezione circolare e canali a sezione rettangolare. Nel caso di tubazione circolare, la sezione viene suddivisa in corone circolari di uguale area in modo che le relative misure abbiano un peso uguale tra loro e portino a valori di velocità che possano essere mediati aritmeticamente (normalmente per tubazioni con $D < 250 \text{ mm}$ servono 6 punti di misura per diametro, mentre $D > 250 \text{ mm}$ sono necessari 8-10 punti). Nel caso di tubazione rettangolare, la sezione viene divisa in aree rettangolari di dimensione opportuna per tenere conto dell'effetto di parete all'interno del canale.

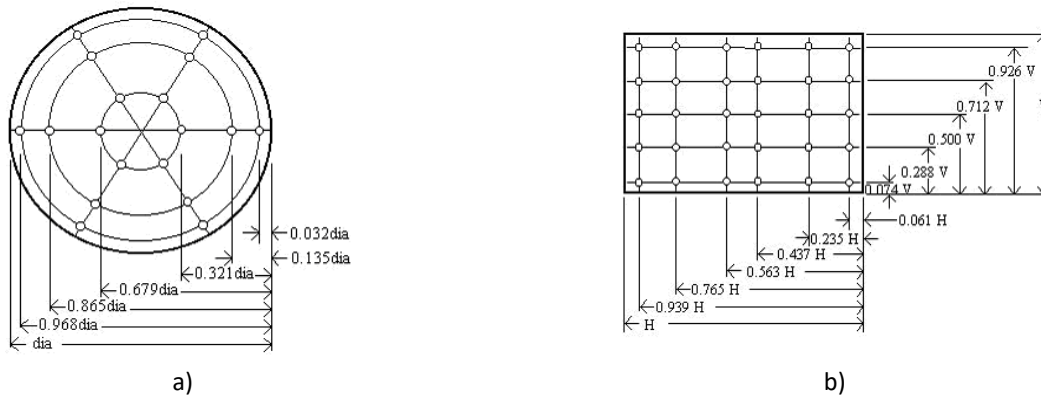


Figura 17 - Metodo della Misura Traversa: a) per tubazione circolare, b) rettangolare

Misuratori di portata ad inserzione a pressione differenziale

I misuratori a pressione differenziale sono disponibili in una grande varietà di tipi (e.g. diaframma, ugello, tubo Venturi e tubi Dall). I vantaggi di questi misuratori sono: i) uso consolidato e standardizzazione internazionale; ii) relativamente basso costo (in particolare per il diaframma); iii) assenza di parti mobili, iv) capacità di operare in ogni tipo di fluido. Di contro sono caratterizzati da una bassa rangeability (circa 4: 1), risentono degli effetti fluidodinamici e presentano accuratezza non elevata (circa 1-2%).

I misuratori di portata a pressione differenziale si basano sul Principio di Bernoulli. Nelle ipotesi di moto unidimensionale e stazionario di un fluido omogeneo in un condotto chiuso, l'energia del fluido in corrispondenza di due generiche sezioni (vedi Figura 18) si mantiene costante:

$$z_1 + \frac{p_1}{\rho_1 g} + \frac{\bar{w}_1^2}{\rho_1 g} + \frac{u_1}{g} = z_2 + \frac{p_2}{\rho_2 g} + \frac{\bar{w}_2^2}{\rho_2 g} + \frac{u_2}{g} \tag{15}$$

avendo indicato con g , ρ , p ed u , rispettivamente l'accelerazione di gravità, la densità, la pressione e l'energia interna specifica del fluido.

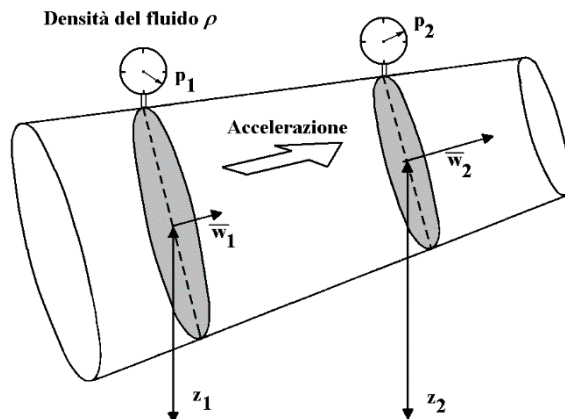


Figura 18 – Conservazione dell'energia in condotto chiuso (teorema di Bernoulli)

Nelle ulteriori ipotesi di tubazione orizzontale ($z_1 = z_2$), assenza di scambi termici con l'esterno ($u_1 = u_2$) e fluido incomprimibile ($\rho_1 = \rho_2 = \rho$), l'equazione si semplifica in

$$\frac{p_1}{\rho_1} + \frac{\bar{w}_1^2}{\rho_1} = \frac{p_2}{\rho_2} + \frac{\bar{w}_2^2}{\rho_2} \quad (16)$$

$$\bar{w}_2^2 - \bar{w}_1^2 = 2 \frac{p_1 - p_2}{\rho} \quad (17)$$

Da queste relazioni, per la continuità della massa effluita (i.e. $\rho A_1 w_1 = \rho A_2 w_2$), si può ricavare il valore della velocità in una delle due sezioni e quindi ottenere la portata.

a) Griglie di Wilson

La griglia di Wilson consiste in una serie di tubi in acciaio disposti uniformemente sulla sezione trasversale della tubazione. La pressione totale è misurata attraverso prese di pressione (i.e. fori) praticate sui tubi orizzontali e disposte nelle posizioni del metodo di Chebyshev, mentre la pressione statica è misurata sui tubi orizzontali. Nel mercato sono disponibili diverse configurazioni di Griglie di Wilson:

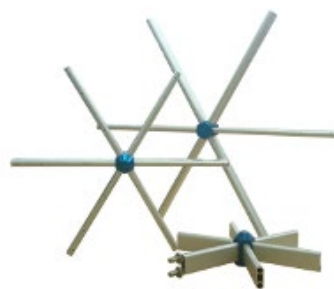
- griglie rettangolari costituite da tubi disposti verticalmente ed orizzontalmente in parallelo a formare una maglia regolare perpendicolare al flusso. Le prese di pressione sono di dimensioni uguali: quelle opposte al flusso rilevano la pressione totale, le altre rilevano la pressione statica.
- griglie circolari costituite da tubi disposti a forma di stella (intorno ad un mozzo). nel mozzo centrale le pressioni vengono misurate separatamente tramite tubicini capillari fino alle prese di pressione. La differenza di pressione così calcolata è proporzionale alla velocità del flusso ovvero alla portata.
- la versione a croce prevede due soli tubi disposti lungo due diametri ortogonali.

Le griglie di Wilson (vedi Figura 19) presentano i seguenti vantaggi:

- sono adatte per condotti a sezione rotonda o rettangolare
- presentano basse perdite di carico;
- necessitano di ridotto tratto rettilineo a monte/valle del punto di installazione (circa 5D);
- presentano ampio campo di misura (da 2 a 30 m s⁻¹);
- presentano accuratezza tipica pari a circa 2-3%



a)



b)



c)

Figura 19 – Griglie di Wilson: a) rettangolare, b) a stella, c) a croce

b) Tubo di Pitot

Il tubo di Pitot è costituito da un tubo cilindrico a doppia camicia posta in asse con la direzione del moto del fluido: i) il tubo interno collegato ad una presa di pressione sul punto di ristagno del "naso"

permette la misura della pressione totale, ii) il tubo esterno, dove sono presenti prese di pressione, consente la misura della pressione statica. Per il tubo di Pitot vale la relazione:

$$w^2 = 2 \frac{p_t - p_s}{\rho} \quad (18)$$

Dove p_t è la pressione totale, p_s la pressione statica e w la velocità puntuale misurata. Attraverso l'eq.(18) può essere ricavata la velocità e di qui la portata. Questi misuratori presentano buona accuratezza (circa 1-3%) ed affidabilità in campo. Di contro, presentano elevati tempi di risposta e sono molto sensibili alla presenza di polvere e detriti nel flusso ed alle tolleranze di lavorazione delle prese di pressione. In Figura 20 si riporta lo schema di funzionamento di un tubo di Pitot.

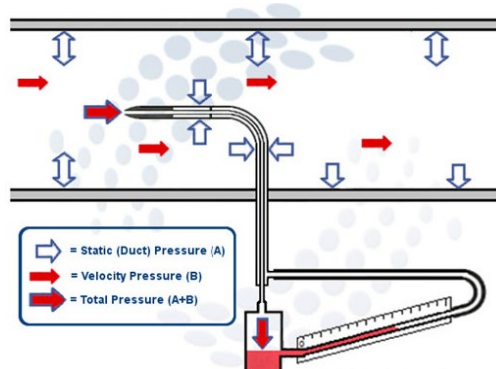


Figura 20 – Schema di funzionamento Tubo di Pitot

2.1.2 Sonde entalpiche

Le sonde entalpiche sono costituite da un sensore di temperatura e di umidità e da un modulo di elaborazione per il calcolo dell'entalpia.

Per la misura della temperatura nelle tubazioni degli impianti di condizionamento sono utilizzati principalmente sensori di tipo elettrico, che possono essere facilmente interfacciati con i sistemi di controllo e di monitoraggio e, quindi, anche di contabilizzazione. Le tipologie di strumenti utilizzabili sono:

- termometri a resistenza, realizzati con elemento sensibile generalmente in platino (o nichel, rame) e classe di precisione A (i.e. accuratezza entro $0.15+0.002 t$) o B (i.e. accuratezza entro $0.30+0.005 t$) secondo CEI 60751 [21], ma anche realizzazioni speciali con classe 1/3 DIN, 1/5 DIN e 1/10 DIN. Presentano elevata accuratezza ed affidabilità ma tempi di risposta e costi elevati.
- termistori, con elemento sensibile generalmente in ossidi di metallo sinterizzato e caratterizzati da bassissimo tempo di risposta, basso costo ed elevata sensibilità, di contro presentano non elevata linearità ed accuratezza e un campo di misura abbastanza limitato
- termocoppie, sono molto resistenti e particolarmente adatte alla misura di temperature elevate e di differenze di temperatura. Presentano una precisione media, tempi di risposta brevi e costi non elevati (maggiori dei termistori ma minori delle termoresistenze)

I sensori di umidità sono classificabili in due categorie:

- igrometri diretti, che presentano una relazione funzionale esistente tra l'umidità e una proprietà fisica (come ad esempio gli igrometri a capello, gli igrometri capacitivi, ecc.)
- igrometri indiretti, che effettuano una trasformazione termodinamica e misurano quindi l'umidità indirettamente sulla base di una relazione termodinamica (come ad esempio gli igrometri a

specchio condensante in cui viene effettuata una trasformazione di raffreddamento isobara e isotitolo, gli psicrometri in cui viene effettuata una trasformazione di saturazione quasi adiabatica)

Anche per la misura di umidità nelle tubazioni degli impianti di condizionamento sono utilizzati principalmente sensori di tipo elettrico, resistivi o capacitivi. In Tabella 7 sono riportate sinteticamente le caratteristiche metrologiche di funzionamento e di installazione di diversi principi di misura disponibili sul mercato. In generale, anche alla luce della propagazione delle incertezze nelle misure indirette, è consigliabile una misura diretta del parametro termoigrometrico di interesse. Tuttavia, una misura diretta di un parametro relativo (tipicamente l'umidità relativa), spesso è di difficile realizzazione con incertezze accettabili, specie agli estremi del campo di misura (valori inferiori al 5÷10%UR o superiori al 95%UR) a causa delle limitazioni tecnologiche dei sensori relativi. In particolare, per bassi valori dell'umidità relativa, è preferibile utilizzare sensori a condensazione o elettrolitici che in tale campo di misura sono in grado di apprezzare concentrazioni di vapor d'acqua anche di pochi ppm. Per valori prossimi alla saturazione, invece, è consigliabile l'uso di sensori a condensazione o di psicrometri. Considerazioni impiantistiche quali la modalità di installazione, il rapporto costi/prestazioni, possono, di contro, suggerire l'utilizzo di sensori relativi tipicamente meno complessi e costosi di quelli assoluti, anche dove sarebbe necessaria la misura di un parametro assoluto. Inoltre, per la maggior parte dei sensori sussistono particolari limitazioni, quali: la contaminazione superficiale, l'incompatibilità fisica in ambienti severi o l'incompatibilità chimica con alcuni composti, il controllo del flusso, la sensibilità a particolari grandezze d'influenza. E' necessario dunque verificare caso per caso l'applicabilità del metodo di misura.

Tabella 7 - Caratteristiche metrologiche tipiche dei sensori di umidità dell'aria

Sensore (Parametro di misura)	Range	Range (temp.)	Accuratezza	Tempo di Risposta	Montaggio	Misura	Vantaggi / Svantaggi
Igrometro Meccanico (φ)	20÷90%UR	20°C (0÷40°C)	5÷15%UR	2-5 min	in ambiente immersione	diretta (relativa)	<i>Vantaggi:</i> basso costo, semplicità costruttiva <i>Svantaggi:</i> - frequente calibrazione, isteresi, sensibilità alle vibrazioni
Igrometro Resistivo (φ)	5÷95%UR (fino a 100%)	-10÷60°C (-40÷200)	2÷5%UR	10÷100 s	in ambiente immersione	diretta (relativa)	<i>Vantaggi:</i> dimensioni ridotte, elevata sensibilità <i>Svantaggi:</i> frequente calibrazione, contaminazione superficiale, sensibilità alla temperatura ed alle vibrazioni
Igrometro Capacitivo (φ)	5÷99%UR (fino a 100%)	-10÷60°C (-40÷200)	2÷3%UR	10÷100 s	in ambiente immersione	diretta (relativa)	<i>Vantaggi:</i> - dimensioni ridotte <i>Svantaggi:</i> contaminazione superficiale, sensibilità alla temperatura
Igrometro a rilevazione di impedenza Al ₂ O ₃ (ppm _v , T _r)	0.01÷200.000 (-110÷60°C)	-30÷60°C	2÷3%V.L. (2÷5°C)	10÷20 s	immersione.	diretta (assoluta)	<i>vantaggi:</i> utilizzabile per liquidi, bassi tempi di risposta <i>svantaggi:</i> contaminazione superficiale, sensibilità alla temperatura
Igrometro elettrolitico P ₂ O ₅ (ppm _v , T _r)	0.1÷1.000 (-90÷-20°C)	20°C (0÷40°C)	5÷10%V.L.	2-3 min	prelevamento	indiretta (assoluta)	<i>Vantaggi:</i> - utilizzabile per gas secchi <i>Svantaggi:</i> contaminazione, sensibilità alla temperatura, controllo portata di aria
Igrometro a condensazione con rilevazione ottica (T _r)	-100÷100°C	-20÷60°C	0.1÷0.5°C	1°C/s	prelevamento immersione	indiretta (assoluta)	<i>Vantaggi:</i> ottima precisione, misura a prelevamento <i>Svantaggi:</i> complessità costruttiva, contaminazione specchio, elevato costo, elevati tempi di risposta
Igrometro a condensazione con sali saturi LiCl (T _r)	-40÷60°C	-20÷60°C	0.5÷1.5°C	1-2 min	immersione	indiretta (assoluta)	<i>Vantaggi:</i> bassa contaminazione, basso costo <i>Svantaggi:</i> frequenza taratura, bassa affidabilità

Particolare importanza riveste infine il tipo di montaggio. Le misure di umidità, infatti, possono effettuarsi, a seconda dei casi, sia direttamente nell'ambiente di misura, sia immergendo la sola parte

sensibile, sia prelevando dall'ambiente di misura un campione d'aria umida. Nel caso di misura in "ambiente" il sensore viene collocato direttamente nell'ambiente di misura; nel caso di misura ad "immersione" solo la parte sensibile del sensore viene collocata all'interno dell'ambiente di misura, posizionando così l'elettronica (nella maggior parte dei casi il trasmettitore) in un ambiente meno severo; nel caso infine di misura con "prelevamento" viene prelevato dall'ambiente di misura un opportuno campione d'aria umida e trasportato mediante un condotto al sensore. E' bene considerare che in quest'ultima situazione devono essere considerate le possibili variazioni dello stato termodinamico dell'aria umida durante il passaggio nei condotti di prelievo, causate, ad esempio, da fenomeni di condensazione o di assorbimento delle pareti. In tale evenienza il campione prelevato è caratterizzato da un tasso d'umidità profondamente diverso da quello originario.

Dal punto di vista delle prestazioni bisogna, infine, sottolineare la scarsa idoneità dei sensori fortemente intrusivi alle misure in ambienti di dimensioni ridotte, dove forti scambi di massa e di energia termica non possono essere tollerati, senza la conseguente alterazione delle condizioni di misura. Infine, il tempo di risposta dei sensori di umidità infine assume un ruolo chiave nella scelta del sensore nelle applicazioni in cui il processo da monitorare risulta non stazionario. In questo caso è necessario scegliere un sensore con tempo di risposta inferiore al tempo caratteristico di evoluzione del processo misurato. Nel caso specifico il tempo di risposta può variare da pochi secondi a diversi minuti in funzione sia delle caratteristiche del sensore che del moto relativo aria-sensore.

2.2 La contabilizzazione del "freddo" negli impianti idronici

Gli impianti idronici utilizzano acqua come fluido termovettore per il raffreddamento; in questo caso la contabilizzazione può essere effettuata installando contatori diretti di energia termica in ciascuna unità/appartamento in analogia alla contabilizzazione diretta per gli impianti di riscaldamento (vedi Figura 21), se tecnicamente fattibile ed economicamente vantaggioso.

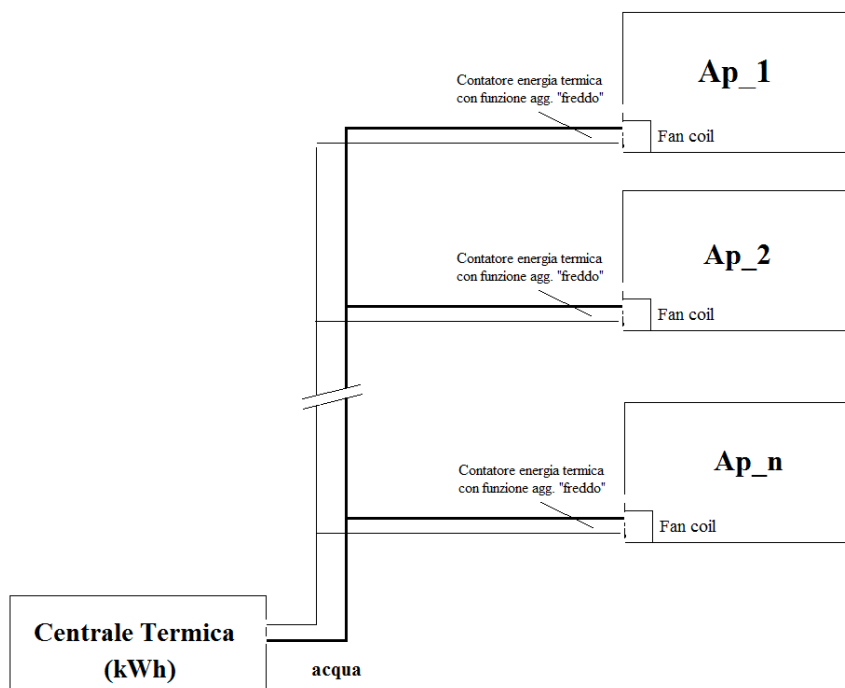


Figura 21 - Schema di contabilizzazione impianti di raffreddamento idronici

In questo caso, il consumo Q_i e la quota di ripartizione S_i di ogni unità/appartamento sarà pari rispettivamente a:

$$Q_i = (\rho c_p V \Delta\vartheta)_i \quad (19)$$

$$S_i = \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i} = \frac{(\rho c_p V \Delta\vartheta)_i}{\sum_{i=1}^n (\rho c_p V \Delta\vartheta)_i} \quad (20)$$

Dove:

- ρ è la densità (kg m^{-3}) e c_p il calore specifico ($\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$) del fluido termovettore;
- V è il volume di fluido termovettore effluito (m^3)
- $\Delta\vartheta$ è la differenza di temperatura tra mandata e ritorno (K)

Nel caso degli impianti idronici è teoricamente possibile anche l'utilizzo di sistemi indiretti del tipo totalizzatori dei tempi di inserzione [24, 25], da installare su ciascun fan coil. In questo caso, per l'accuratezza della ripartizione è necessario che l'immissione di aria nei diversi ambienti sia stata precedentemente regolata e quindi fissata in maniera da non essere più modificabile dall'utente o dal sistema di controllo della temperatura (stato acceso/spento). In questo caso la quota di ripartizione S_i di ogni singolo appartamento viene determinata attraverso la relazione seguente:

$$S_i = \frac{UR_i}{\sum_{i=1}^{n_i} UR_i} = \frac{\sum_{j=1}^{n_k} UR_{i,j}}{\sum_{i=1}^{n_i} \sum_{j=1}^{n_k} UR_{i,j}} \quad (20)$$

Dove:

- $UR_{i,j}$ sono le unità di ripartizione conteggiate da ogni singolo fan coil dell'appartamento i-esimo e UR_i è la somma delle unità di ripartizione di tutti i fan coil nell'appartamento
- n_i e n_k sono rispettivamente il numero di appartamenti nell'edificio e il numero di fan coil nel singolo appartamento i-esimo.

2.2.1 Contatori di energia termica con funzione aggiuntiva "cooling"

Per gli impianti di raffrescamento idronici vale la condizione $\Delta\vartheta < 0$ e questa condizione è fuori del campo di applicazione della direttiva MID sugli strumenti di misura [28]. La revisione 2015 delle norme della serie EN 1434 per i contatori di energia termica ha introdotto requisiti specifici per i contatori di energia termica utilizzabili negli impianti di raffrescamento, definendo il cosiddetto "cooling meter" come il contatore di energia termica progettato per applicazioni di raffrescamento a basse temperature (normalmente da 2 a 30 °C) e con $\Delta\vartheta$ fino a 20 K.

La norma prevede anche i contatori combinati, ovvero con funzione riscaldamento/raffrescamento; in questo caso il contatore deve avere due registri separati di memoria per le due funzioni di misura e deve essere definito il valore di soglia $\Delta\vartheta_{hc}$ (tra 0 e 0.5 °C) per il quale il contatore passa da funzione riscaldamento a raffrescamento o viceversa.

Relativamente alle prove di omologazione e di verifica iniziale (e periodica) dei contatori di energia termica per la misura del freddo si applicano i seguenti ulteriori requisiti:

- il sensore di flusso deve essere provato ad almeno una temperatura del fluido di (15 ± 5) °C, mentre per i sensori meccanici sono richieste ulteriori prove a (5 ± 1) °C
- la necessità di operare a bassi valori di $\Delta\vartheta$ (fino a 2 K) impone l'utilizzo di sistemi di riferimento con caratteristiche metrologiche molto elevate in termini di accuratezza ed incertezza.

Una ulteriore problematica è rappresentata dal fatto che negli impianti idronici il liquido termovettore è spesso costituito da una miscela di acqua e glicole (e.g glicole etilenico e glicole propanico). Pertanto, a causa delle diverse proprietà del fluido rispetto all'acqua (vedi Tabella 8) si determinano potenziali errori sul calcolo del coefficiente termico K (i.e. prodotto di c_p e ρ).

In questo caso, la norma di riferimento EN 1434-1 par. 8 prescrive che per il calcolo del coefficiente termico vengano utilizzate le equazioni in appendice A (i.e. per acqua) e che per fluidi diversi dall'acqua il fabbricante dovrà dichiarare il coefficiente termico utilizzato, funzione di temperatura e pressione. Per la misura del "freddo", alcuni fabbricanti offrono questa possibilità che però non è descritta nel certificato di approvazione del tipo dal momento che la Direttiva MID regola unicamente i contatori con $\Delta\vartheta > 0$. Peraltro, il valore del coefficiente termico non è facilmente determinabile a priori a causa anche dell'utilizzo di diverse percentuali di miscelazione. Anche la misura del volume (a causa della diversa viscosità dinamica μ) e della differenza di temperatura (a causa delle diverse modalità di scambio con il fluido) possono essere più o meno influenzate dall'utilizzo, in diverse percentuali, di fluidi diversi dall'acqua.

Tabella 8 – Proprietà fisiche dei fluidi refrigeranti

	Calore specifico c_p $\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$	Densità ρ g cm^{-3}	Viscosità dinamica μ mPas
Acqua	4.18	1.00	1.00
Glicole etilenico	2.40	1.11	16-18
Glicole propanico	2.51	1.04-1.06	48.6

In Figura 22 viene riportato qualitativamente il profilo di velocità all'interno di un condotto chiuso nel caso di fluido acqua, glicole etilenico e glicole propanico. Normalmente, inoltre, le prove di omologazione e verifica dei sensori di flusso sono effettuate con acqua e l'utilizzo di fluidi diversi può determinare deviazioni della curva di errore difficilmente preventivabili a priori (viste le diverse percentuali di miscelazione) e anche significative, spesso ben oltre oltre gli MPE (vedi successiva Tabella 10).

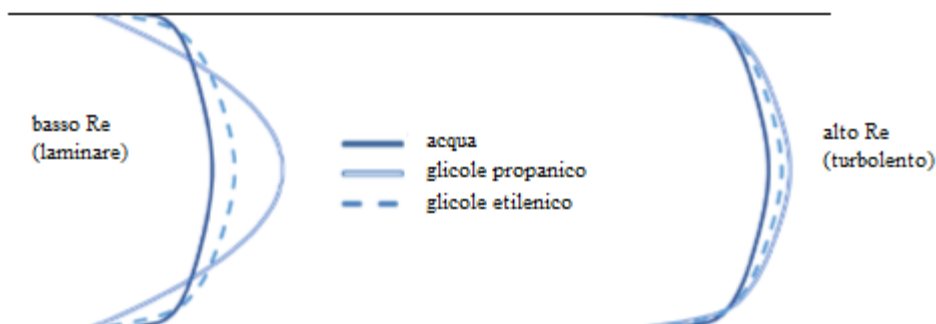


Figura 22 – Influenza della variazione delle caratteristiche tecniche del fluido termovettore

2.3 La contabilizzazione del "freddo" negli impianti ad espansione diretta

Nella loro conformazione più semplice, gli impianti ad espansione sono impianti frigoriferi con inversione di ciclo, nei quali tutte le unità interne lavorano sulla stessa tubazione, in riscaldamento o in raffreddamento a seconda della stagione, garantendo la possibilità di agire sulla regolazione della temperatura interna per ogni singolo locale e sulla velocità del ventilatore.

Un impianto tipico di condizionamento ad espansione VRV (a volume di refrigerante variabile) e VRF (a portata di refrigerante variabile) è costituito da una unità esterna, dotata di compressore e di batteria di scambio in grado di funzionare indifferentemente da condensatore e da evaporatore, a cui sono collegate, mediante due o tre tubi una serie di unità interne (split) dotate di ventilatore, batteria di scambio, valvola termostatica elettronica e valvola di deviazione a cassetto.

In Figura 23 viene riportato un esempio di sistema di contabilizzazione in un impianto di raffrescamento VRV/VRF a tre tubi. Un possibile sistema di contabilizzazione può quindi prevedere:

- un misuratore di portata/volume all’uscita della valvola deviatrice e in ingresso di ogni singola unità (split), V_i ;
- un sensore di pressione sulla mandata del compressore dell’Unità Esterna Centrale, P_m ;
- una coppia di sensori di temperatura rispettivamente all’ingresso e all’uscita di ogni singola unità (split), $T_{1,i}$ e $T_{2,i}$;

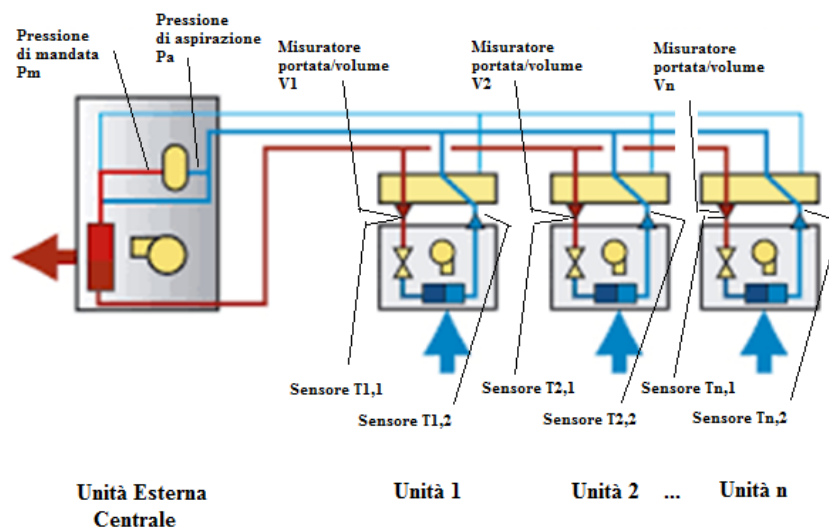


Figura 23 – Schema di Contabilizzazione per impianto di raffrescamento ad espansione diretta

Il sensore di portata e quelli di temperatura potranno essere installati esternamente alle singole unità (split), mentre sull’Unità Centrale Esterna i sensori di pressione potranno essere installati direttamente in ingresso/uscita del compressore o sulle sue linee di aspirazione e mandata.

In questo modo, nella configurazione di raffrescamento:

- attraverso la misura della pressione P_m di mandata al compressore e delle temperature in ingresso alle singole unità $T_{1,i}$ può essere calcolata l’entalpia $h_{in,i}$ in ingresso alla singola unità (split);
- attraverso la misura della pressione P_a di aspirazione al compressore e delle temperature in uscita alle singole unità $T_{2,i}$ può essere calcolata l’entalpia $h_{out,i}$ in uscita alla singola unità (split);
- attraverso la misura del volume/portata in ingresso alla singola unità (split) V_i e dalla conoscenza della densità del fluido refrigerante ρ_R e della differenza di entalpia $\Delta h_i = (h_{in,i} - h_{out,i})$ può essere determinato il consumo di ogni singola unità (split).

La quota di ripartizione verrebbe in questo caso calcolata analogamente al caso in eq.(20).

2.3.1 Misuratori di volume/portata del tipo clamp-on

La misura del volume/portata all'ingresso delle singole unità, nel caso di nuovi impianti ad espansione diretta in modalità raffreddamento può essere ottenuta con i tipici principi di misura di portata utilizzati per i sensori di flusso dei contatori di energia termica (i.e. meccanici, ad ultrasuoni tempo di volo etc.). Nel caso invece degli impianti esistenti, dove non è possibile sezionare le tubazioni (per ragioni di costo e continuità della fornitura), è disponibile la tecnica ultrasonica clamp-on con trasduttori esterni montati direttamente sulla tubazione (vedi Figura 24).

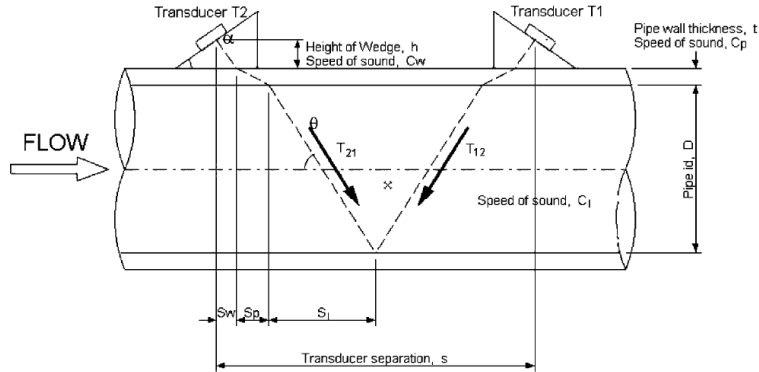


Figura 24 – Schema di funzionamento di un flow-meter ultrasuoni clamp-on [29]

Il misuratore ad ultrasuoni clamp-on è composto da tre elementi: i) una coppia di trasmettitori/ricevitori, ii) un dispositivo di accoppiamento e serraggio, iii) una unità di elaborazione e calcolo. I trasmettitori/ricevitori sono dispositivi piezoelettrici capaci di generare/ricevere il segnale ultrasonoro che penetra attraverso le pareti del tubo e che viene successivamente trasmesso nella corrente fluida. Il dispositivo di accoppiamento e serraggio consente di avere un buon contatto dei trasduttori con la parete del tubo e di mantenere la giusta reciproca distanza (funzione del tipo di tubo e del fluido).

Il modello di misura della portata volumetrica media del fluido q_v con tecnica ultrasuoni a tempo di volo può essere espresso nella seguente forma:

$$q_v = \frac{\pi(D_e - 2s_p)^2 c_w}{4 \sin \alpha} \left(\frac{\Delta t_{bf}}{t_f + t_b - 2\tau} \right) \quad (21)$$

dove t_b e t_f sono le misure dei tempi totali di volo degli ultrasuoni dal trasmettitore al ricevitore rispettivamente nelle due direzioni del flusso (andata e ritorno), Δt_{bf} è la differenza tra i tempi totali di volo, τ è il tempo impiegato nell'attraversamento della parete del tubo e dei supporti esterni (cunei) dei trasduttori ad ultrasuoni, α è l'angolo di cuneo (uguale all'angolo di trasmissione degli ultrasuoni attraverso i cunei), c_w è la velocità del suono nel materiale del cuneo, D_e è il diametro esterno del tubo e s_p è lo spessore della parete del tubo. Il tempo τ può essere valutato utilizzando la seguente relazione:

$$\tau = 2 \left(\frac{s_w}{c_w \cos \alpha} + \frac{s_p}{c_{pipe} \cos \beta} \right) + \frac{\delta L \sin \alpha}{c_w} \quad (22)$$

dove s_w è lo spessore del cuneo, ovvero la distanza tra i trasduttori e la superficie esterna del tubo, c_{pipe} è la velocità del suono nel materiale del tubo, δL è l'errore associato alla distanza tra i trasduttori ultrasonici e β è l'angolo di propagazione degli ultrasuoni attraverso la parete del tubo, che può essere determinato dalla relazione di Snell per la rifrazione acustica all'interfaccia cuneo-tubo:

$$\frac{\sin \beta}{c_{pipe}} = \frac{\sin \alpha}{c_w} \quad (23)$$

Particolare attenzione deve essere prestata alle modalità di installazione. Infatti, per garantire la corretta installazione del sensore di flusso è necessario che siano presenti adeguati tratti rettilinei indisturbati (rispettivamente fino a 20 e 10 volte il diametro del tubo) e una particolare attenzione deve essere prestata alla possibile presenza di aria e depositi nella tubazione (vedi Figura 25). In Tabella 9 viene riportato il bilancio di incertezza in condizioni di laboratorio di un flow-meter clamp-on DN25, configurazione a V e con velocità media del fluido (acqua a 20 °C) pari a 1,0 m s⁻¹ (circa 2.2 m³h⁻¹).

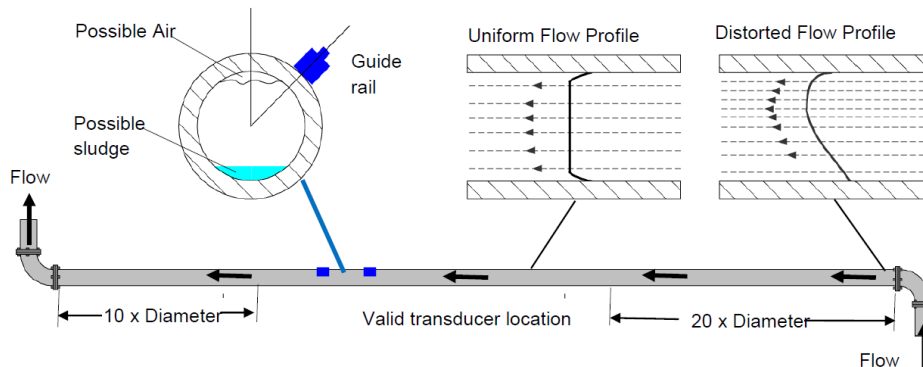


Figura 25 – Requisiti di installazione flow-meter clamp-on

Tabella 9 - Budget di incertezza per un clamp-on flow-meter a $v=1.0 \text{ m s}^{-1}$

Contributo di incertezza	Simbolo X_i	Valore medio $\mu(X_i)$	Incetezza tipo $u(X_i)$	Funzione probabilità	Coefficiente di peso $\partial q_v / \partial X_i$	Incetezza tipo relativa $ u_i(q_v) / \mu(q_v)$	
Diametro esterno tubo	D_e	$3.37 \cdot 10^{-2} \text{ m}$	$5.0 \cdot 10^{-5} \text{ m}$	Normale	$4.5 \cdot 10^{-2} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$	0.358 %	
Spessore del tubo	s_p	$2.90 \cdot 10^{-3} \text{ m}$	$3.0 \cdot 10^{-5} \text{ m}$	Normale	$-7.2 \cdot 10^{-2} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$	0.343 %	
Distanza trasduttori	δL	0 m	$5.0 \cdot 10^{-4} \text{ m}$	Normale	$4.1 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$	0.322 %	
Tempo di volo (andata)	t_f	$7.82 \cdot 10^{-5} \text{ s}$	$3.0 \cdot 10^{-9} \text{ s}$	Normale	$-7.6 \text{ m}^3 \text{ s}^{-2}$	0.004 %	
Tempo di volo (ritorno)	t_b	$7.82 \cdot 10^{-5} \text{ s}$	$3.0 \cdot 10^{-9} \text{ s}$	Normale	$-7.6 \text{ m}^3 \text{ s}^{-2}$	0.004 %	
Diff. tempo di volo (A/R)	Δt_{bf}	$2.30 \cdot 10^{-8} \text{ s}$	$5.0 \cdot 10^{-11} \text{ s}$	Normale	$2.7 \cdot 10^4 \text{ m}^3 \text{ s}^{-2}$	0.217 %	
Angolo del cono	α	0.663 rad	$9.0 \cdot 10^{-4} \text{ rad}$	Normale	$-2.3 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3 \text{ s}^{-1} \text{ rad}^{-1}$	0.033 %	
Spessore del cono	s_w	$3.00 \cdot 10^{-2} \text{ m}$	$2.5 \cdot 10^{-5} \text{ m}$	Normale	$1.7 \cdot 10^{-2} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$	0.066 %	
Velocità suono nel cono	c_w	2300 ms ⁻¹	2.31 ms ⁻¹	Uniforme	$-7.9 \cdot 10^{-9} \text{ m}^2$	0.003 %	
Velocità suono nel tubo	c_{pipe}	3200 ms ⁻¹	2.77 ms ⁻¹	Uniforme	$2.9 \cdot 10^{-8} \text{ m}^2$	0.013 %	
Portata volumetrica	q_v	Valore medio, q_v				$6.32 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$	
		Incetezza tipo, $u(q_v)$				$4.00 \cdot 10^{-6} \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$	
		Incetezza tipo relativa, $ u(q_v) / q_v$				0.63 %	
		Incetezza estesa relativa ($k=2$), $ U(q_v) / \mu(q_v)$				1.26 %	

Analogamente, per una velocità media del fluido (acqua a 20 °C) di 0,3 m s⁻¹ (corrispondente a circa 0,7 m³h⁻¹), l'incetezza estesa aumenta fino all'1,86%. Poiché per una velocità del fluido superiore a 1,0 ms⁻¹ l'incetezza relativa è praticamente costante, il valore di circa l'1,3% rappresenta la migliore incetezza tipica di un clamp-on ad ultrasuoni in condizioni di laboratorio. Si può anche evidenziare che i principali contributi all'incetezza nella misurazione della portata volumetrica sono dovuti alla misura del diametro esterno del tubo, dello spessore della parete del tubo, dei tempi di volo e della distanza tra trasmettitore e ricevitore. Vale la pena osservare che in tabella sono state considerate le migliori incetENZE associate alle dimensioni del tubo e del cono e che questi valori sono difficilmente raggiungibili in campo. Altre fonti di incetenza, come l'espansione termica del corpo del misuratore, il disallineamento dei trasduttori ultrasonici rispetto all'asse del tubo e l'accoppiamento acustico imperfetto tra i trasduttori e la parete del tubo, la presenza di impurità nel flusso [30] non sono stati presi in considerazione per le ipotesi di temperatura costante ed uniforme, che si verificano solo in laboratorio.

3 Sviluppo di Linee guida pre-normative e delle tecnologie di misura applicabili e per la verifica in campo dei sistemi di contabilizzazione

Le verifiche successive e in servizio sono regolate per legge in diversi Stati UE (ad esempio Austria, Germania, Italia, Francia) con una frequenza che, ad esempio: i) in Italia varia tra 5 e 9 anni³ a seconda del principio di misura del sensore di flusso e della sua portata permanente q_p , ii) in Polonia tra 5 e 10 anni, iii) in Lituania, Romania e Slovacchia è di 4 anni. In altri Stati membri la verifica successiva e in servizio non è ancora regolamentata (ad es. Belgio, Finlandia, Norvegia, Spagna e Regno Unito). Infine, quando vengono applicate le ispezioni in servizio, diversi Stati membri (ad esempio Austria, Danimarca, Francia, Germania, Paesi Bassi, Slovacchia, Slovenia e Svezia) consentono di adottare errori massimi ammissibili superiori a quelli corrispondenti nella verifica iniziale [31].

La frequenza dei controlli successivi per i sistemi diretti di contabilizzazione (i.e. contatori di energia termica) è stata fissata dal Decreto 93/2017 [32], tuttavia le procedure tecniche da utilizzare sul campo o in laboratorio non sono state definite come invece per altre categorie di strumenti (e.g. per contatori di energia elettrica attiva e i dispositivi di conversione del volume di gas). Oltre che in campo, queste verifiche possono essere effettuate anche in laboratorio poiché, come principio generale, qualunque sia la ragione della rimozione dal luogo originale di installazione, non vi è alcun obbligo di reinstallare lo strumento nello stesso luogo da cui è stato rimosso né l'impossibilità o il divieto di reinstallare lo stesso presso un'utenza diversa.

In linea di principio, la verifica dei contatori di energia termica direttamente sul luogo di utilizzo presenta il vantaggio che i test vengono eseguiti nelle condizioni di installazione puntuali e quindi sono verificate le effettive prestazioni metrologiche del misuratore. Tuttavia, in campo le particolari condizioni operative e la necessità di garantire la continuità del servizio spesso non consentono di provare il contatore in diversi punti di verifica (e.g. a diverse portate e temperature del fluido termovettore) come richiesto dalle norme tecniche applicabili. D'altra parte, è noto che le prestazioni sul campo del misuratore potrebbero dipendere dal suo principio metrologico. Choi, Yoon, Kim and Choi [33] hanno investigato le prestazioni metrologiche in campo di tre tipi di misuratori di energia termica (turbina, elettromagnetica ed ultrasonica) mostrando errori di quelli a turbina e ultrasuoni entro $\pm 2,5\%$ e di quello elettromagnetico entro il 6,9%. Inoltre, le verifiche sul campo sono fondamentali a causa dei possibili vincoli impiantistici che determinano che i requisiti di installazione stabiliti dai produttori non siano sempre soddisfatti, influenzando così le prestazioni metrologiche del contatore. Ad esempio, la presenza di gomiti e altri tipi di disturbi del flusso può causare una deriva fino al 5,0% per il sensore di flusso di un contatore di energia termica [34], mentre la presenza di un'ostruzione a cinque diametri a monte del misuratore può causare una deriva tra -0,6% e -7,9% [35]. Weissenbrunner, Fiebach, Schmelter, Bar, Thamsen and Lederer [36], attraverso una simulazione CFD, ha analizzato gli errori sistematici dei misuratori di portata a ultrasuoni dovuti a condizioni di flusso incerte, causate dalla presenza di disturbi del flusso a monte come i doppi gomiti. In questo caso, sono stati rilevati errori sistematici di misurazione della portata tra 1,5% e 4,5% se la distanza tra il misuratore e il doppio gomito a monte è inferiore a 40 diametri di tubo. Di contro, le verifiche in laboratorio consentono risultati più accurati e minori incertezze, insieme alla possibilità di provare il misuratore a diverse portate e temperature del fluido. Inoltre, le condizioni di installazione sono sempre ideali e possono essere verificati più contatori contemporaneamente, con conseguenti abbassamento dei costi.

Da recenti evidenze sperimentali [37], si riscontra che in alcune condizioni di prova (e.g. basse portate e alta temperatura del fluido) la necessità di rispettare i limiti di errore ed incertezza stabiliti non consente

³ portata q_p fino a 3 m³/h: i) con sensore di flusso meccanico 6 anni; ii) con sensore di flusso statico: 9 anni
portata q_p superiore a 3 m³/h: i) con sensore di flusso meccanico: 5 anni; ii) - con sensore di flusso statico: 8 anni

di effettuare efficacemente la verifica in campo e, quindi, soprattutto nei contenziosi, è opportuno che le verifiche siano condotte in laboratorio. Inoltre, l'utilizzo di Master Meter (previsto dal DM 93/2017), specialmente se del tipo ad ultrasuoni clamp-on, presenta numerose criticità metrologiche e non può prescindere dalla conoscenza puntuale delle effettive condizioni di installazione e di servizio del misuratore in verifica (e.g. presenza di tratti rettilinei, materiale e spessore della tubazione, presenza di depositi nella tubazione e di particelle sospese nel fluido, temperatura e portate di prova). A tale riguardo, la mancata correzione in campo degli errori di taratura (che tuttavia sono validi unicamente nelle condizioni di laboratorio) del Master Meter può portare ad esiti contrastanti.

Di contro, nessuna regola è stabilita per la verifica successiva dei sistemi indiretti di contabilizzazione (i.e. ripartitori di calore o totalizzatori dei tempi di inserzione). A questo riguardo, un unico riferimento è rappresentato dalla Appendice F della norma UNI 10200 [38] che suggerisce un metodo per verificare a posteriori se un sistema di contabilizzazione indiretta sia affetto da derive o da mancanza di precisione.

3.1 La verifica dei sistemi di contabilizzazione diretti

3.1.1 Aspetti critici per la verifica dei contatori di energia termica

Per i contatori di energia termica né le norme armonizzate della serie EN 1434 né la raccomandazione OIML R75 [39] specificano le regole e gli errori massimi ammessi (MPE) per le verifiche successive. L'unico riferimento quindi in termini di verifica dei contatori è rappresentato dalla EN 1434-5 [40]. per la verifica iniziale.

Errori massimi permessi

Il DM 93/2017 all'art.4 comma 10 stabilisce che "gli errori massimi tollerati in sede di verifica periodica degli strumenti di misura sono pari a quelli fissati per i controlli in servizio, in corrispondenza della stessa tipologia e classe di accuratezza, dalla pertinente norma nazionale o europea o, in assenza di tali disposizioni, dalla norma armonizzata o dalla Raccomandazione OIML". Per i contatori di energia termica (MI-004) la norma armonizzata EN 1434 non prescrive criteri specifici per gli errori in servizio, mentre la raccomandazione pertinente OIML R75 rimanda alla legislazione nazionale, suggerendo che, laddove sia prevista una differenziazione, gli MPE in servizio debbano essere pari al doppio di quelli della verifica prima. Relativamente agli MPE, al par. 3.23 della EN 1434-1 [23], per la definizione di "durabilità", si stabilisce che "uno strumento di misura sarà progettato per mantenere un'adeguata stabilità delle sue caratteristiche metrologiche (ad esempio per soddisfare il doppio dell'errore massimo tollerato)". La Tabella 10 e la Figura 26 mostrano gli errori massimi tollerati per l'omologazione e la verifica iniziale dei contatori di energia termica, come riportato nella norma EN 1434: 1 e OIML R75.

Tabella 10 – MPE dei contatori di energia termica (omologazione e verifica prima)

Classe MID	Sotto-unità			Contatore combinato
	Sensore di flusso	Coppia sensori di T	Modulo calcolo	
1	$\left(1 + 0.01 \frac{q_p}{q}\right)^*$	$0.5 + 3 \frac{\Delta\vartheta_{min}}{\Delta\vartheta}$	$0.5 + \frac{\Delta\vartheta_{min}}{\Delta\vartheta}$	$\left(1 + 0.01 \frac{q_p}{q}\right)^* + 1 + 4 \frac{\Delta\vartheta_{min}}{\Delta\vartheta}$
2	$\left(2 + 0.02 \frac{q_p}{q}\right)^*$			$\left(2 + 0.02 \frac{q_p}{q}\right)^* + 1 + 4 \frac{\Delta\vartheta_{min}}{\Delta\vartheta}$
3	$\left(3 + 0.05 \frac{q_p}{q}\right)^*$			$\left(3 + 0.05 \frac{q_p}{q}\right)^* + 1 + 4 \frac{\Delta\vartheta_{min}}{\Delta\vartheta}$

* non maggiore di 5 %

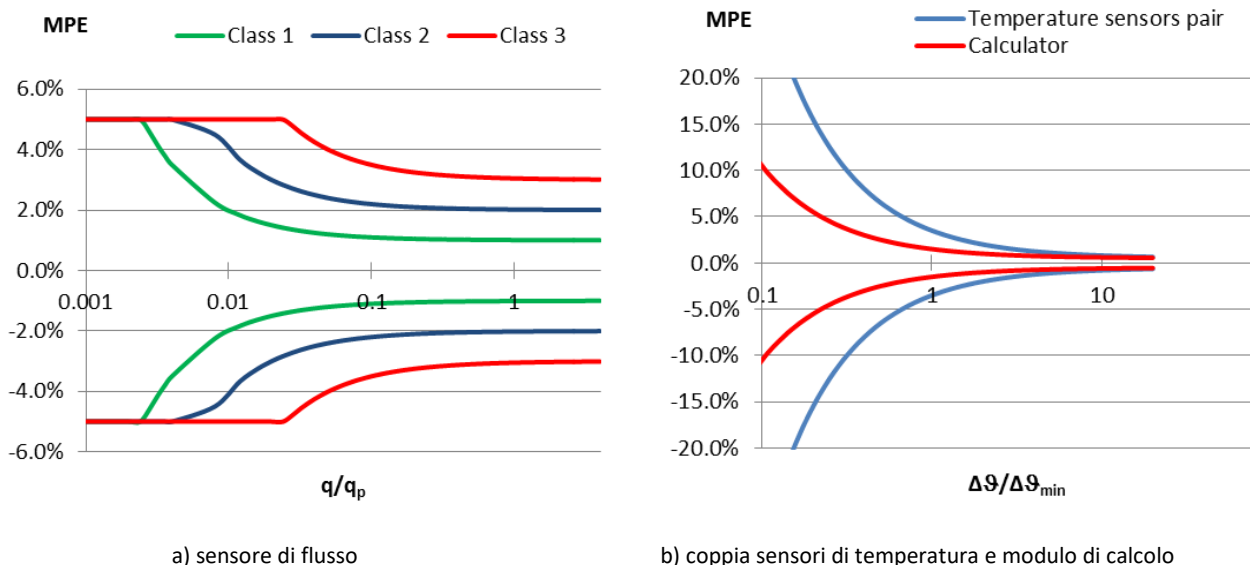


Figura 26 - MPE delle sotto-unità di un contatore di energia termica

Tra gli aspetti tecnici rilevanti stabiliti dal decreto 93/2017, l'errore degli strumenti utilizzati nella verifica (e.g. Banco di verifica, Master Meter) deve essere inferiore a 1/3 dell'errore massimo ammissibile (MPE) consentito per il contatore in prova e l'incertezza di misura inferiore a 1/3 dell'errore misurato. La Tabella 11 mostra, ad esempio, per l'accuratezza della classe 2 e fino alla dimensione DN50 gli MPE applicabili e le corrispondenti incertezze massime calcolate a diversi rapporti q_p/q per il sensore di flusso.

Tabella 11 - MPE ed incertezza dei misuratori di portata di contatori di energia termica

q_p/q	MPE	U	Portata (m^3h^{-1})						
			DN15	DN20	DN25	DN32	DN40	DN50	
250	5%	1.7%	0.0024	0.006	0.010	0.014	0.024	0.040	0.060
100	4%	1.3%	0.006	0.015	0.025	0.035	0.060	0.100	0.150
50	3%	1.0%	0.01	0.03	0.05	0.07	0.12	0.20	0.30
25	3%	0.8%	0.02	0.06	0.10	0.14	0.24	0.40	0.60
10	2%	0.7%	0.06	0.15	0.25	0.35	0.60	1.0	1.5
1	2%	0.7%	0.6	1.5	2.5	3.5	6.0	10	15

Dalla Tabella 11 si può evidenziare che l'incertezza massima ammessa dipende dal rapporto q_p/q . Questo determina che l'incertezza estesa del sensore di flusso in caso di utilizzo di un Master Meter deve essere inferiore allo 0,7% per portate superiori a $0,6 m^3h^{-1}$, mentre per portate inferiori l'incertezza ammessa può aumentare fino all'1.7%, nel caso di errore in verifica periodica pari a quello della verifica iniziale. Purtroppo, solo raramente queste incertezze si verificano in campo a causa di frequenti condizioni operative critiche (e.g. bassa portata e differenze di temperatura) e di condizioni di installazione non adeguate (e.g. tratti rettilinei limitati, presenza di ostruzioni, valvole).

Contributo della risoluzione del contatore e volumi di prova

Un parametro critico è il volume di prova necessario per la verifica: maggiore è il volume di prova, minore è il contributo dell'incertezza di risoluzione del contatore. D'altra parte, volumi elevati comportano durate di prova più lunghe e possono causare la deriva di alcune grandezze di influenza (e.g. la temperatura del fluido). Come regola generale, l'incertezza estesa della verifica in campo dovrebbe essere inferiore a 1/3 MPE, compreso il contributo della risoluzione R , alla quale è possibile associare una distribuzione di

probabilità rettangolare. Poiché la misura viene eseguita per differenza tra due valori, il contributo di incertezza della risoluzione del misuratore vale $u_R = R/\sqrt{6}$. Quindi, considerando $U < 1/3 MPE$, ne deriva $2 \frac{u_R}{V} \leq \frac{MPE}{3 \cdot 100}$, in cui $V = n R$ è il volume minimo di prova e n è il numero di intervalli della scala. Si ricava quindi che $V_{min} = R \cdot 100 \frac{6}{\sqrt{6} MPE}$. D'altra parte, la risoluzione in volume dei contatori di energia termica per uso residenziale è spesso pari a 1 dm^3 , quindi sono necessari volumi di prova significativi per rispettare i limiti MPE applicabili e le relative incertezze. Ciò comporta notevoli sforzi in termini di durata e costi. La Figura 27 mostra l'andamento della durata minima del test di verifica del sensore di flusso di un contatore di energia termica (classe 2 con $q_p = 15 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$) in funzione della risoluzione e della portata, considerando $U < 1/3 MPE$ e un MPE in verifica periodica doppio rispetto alla verifica iniziale. Nel caso in Figura 27, volendo considerare 3 punti di verifica della portata (e.g. $q_p, 0.1 q_p$ e q_i) la durata della prova sarebbe pari a circa 2 ore nel caso di $R=0.1 \text{ dm}^3$ e circa 19 ore nel caso di $R=1 \text{ dm}^3$.

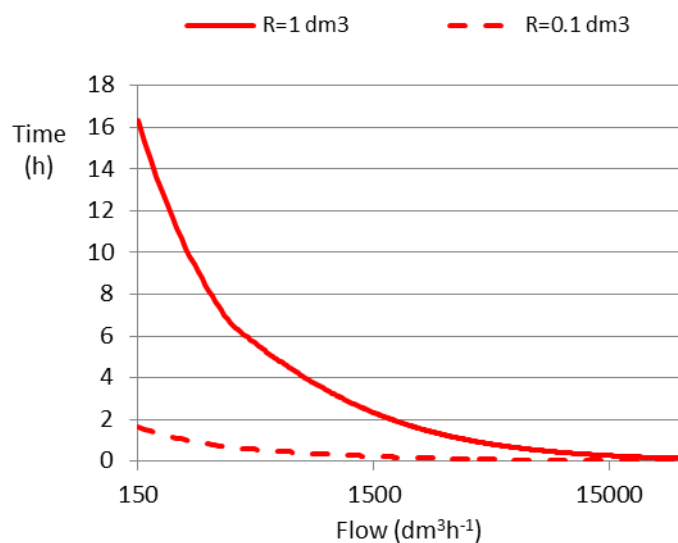


Figura 27 - Durata minima di prova per un contatore di energia termica di classe 2 MID, $q_p=15 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$

Questa problematica vale anche per le misure di temperatura, poiché con $\Delta\vartheta=3 \text{ }^\circ\text{C}$ (che è il valore tipico di $\Delta\vartheta_{min}$ di numerosi contatori di energia termica sul mercato), il MPE in verifica iniziale della coppia di sensori di temperatura è pari a 3,5%, ovvero circa $0,1 \text{ }^\circ\text{C}$. Pertanto, l'incertezza estesa della differenza di temperatura dovrebbe essere inferiore a $0,03 \text{ }^\circ\text{C}$, con incertezza estesa dei singoli sensori di temperatura non superiore a $0,02 \text{ }^\circ\text{C}$, che è un requisito particolarmente stringente. Nel caso di MPE doppio in verifica periodica l'incertezza estesa dei singoli sensori di temperatura non dovrebbe invece superare $0,04 \text{ }^\circ\text{C}$.

Utilizzo di Master Meter ad ultrasuoni tipo clamp-on

Come precedentemente descritto, l'utilizzo in campo di Master Meter clamp-on può determinare elevati valori di incertezza della portata volumetrica che possono quindi risultare inaccettabili per le verifiche sul campo, sia per i requisiti del WELMEC 11.1 [41] che della EN 1434-5. A tale riguardo, solo ammettendo un MPE doppio in verifica periodica, l'utilizzo di Master Meter clamp-on potrebbe essere congruente con i requisiti di errore ed incertezza stabiliti dal DM 93/2017 anche se limitatamente ad alcune condizioni particolari di installazione e conduzione dell'impianto (i.e. ottima conoscenza delle dimensioni caratteristiche e del materiale della tubazione, assenza di fenomeni corrosivi interni, assenza di detriti e depositi nella tubazione, etc.). D'altra parte, fissare un MPE doppio in servizio significa che in alcune applicazioni il limite tollerato può anche essere superiore al 10% (vedi Tabella 11) e l'incertezza del Master Meter maggiore del 3%. A riguardo, gli autori auspicano un pronunciamento chiaro da parte del MISE.

3.1.2 Controlli preliminari e visivo

Sia se la verifica viene effettuata in laboratorio che in campo, prima delle prove metrologiche, il laboratorio incaricato dovrà effettuare un controllo visivo preliminare finalizzato a verificare la rispondenza dello strumento ai requisiti documentali applicabili. A titolo di esempio, occorrerà valutare:

- il certificato di approvazione del tipo (direttiva MID) del contatore
- il decreto di approvazione nazionale o altri provvedimenti di approvazione.

In campo dovrà inoltre essere effettuato il controllo visivo previsto dal DM 93/2017, prevedendo almeno di verificare:

- la presenza delle marcature e delle iscrizioni regolamentari, dei sigilli o di altri elementi di protezione come previsti nel decreto di approvazione o nel certificato di esame del tipo/progetto CE (o UE) del contatore;
- la corrispondenza tra i dati identificativi del contatore e quelli in possesso del titolare dello strumento;
- l'integrità dei sigilli previsti nei certificati del contatore;
- l'integrità del contatore nelle parti che possano pregiudicare il suo regolare funzionamento;
- la conformità dell'installazione alle prescrizioni applicabili e verificate durante il processo di approvazione di tipo (istruzioni del fabbricante per l'installazione), segnalando le eventuali difformità.

3.1.3 Linee guida per la verifica in laboratorio dei contatori di energia termica⁴

L'effettuazione di verifiche in laboratorio con conseguente rimozione e trasporto del contatore può rendersi necessaria in quei casi in cui sia impossibile garantire i requisiti minimi richiesti per il metodo (e.g. rispetto delle condizioni di installazione del contatore di riferimento, assenza di pozzetti di ispezione per le sonde di temperatura, impossibilità di variare le condizioni di funzionamento per la verifica su diversi punti, ecc.). Le istruzioni per la rimozione ed il trasporto dovranno comprendere almeno i seguenti accorgimenti:

- procedere alla rimozione del contatore maneggiandolo con cura, essendo esso destinato a successive verifiche e avendo cura di chiudere e proteggere i raccordi di entrata e uscita, dopo averlo svuotato del fluido presente, per evitare l'infiltrazione di corpi estranei.
- effettuare la verifica dell'integrità del contatore anche successivamente alla rimozione, verificando quanto non fosse stato ispezionabile quando ancora installato sull'utenza dell'impianto, annotando e documentando le eventuali anomalie.
- imballare il contatore in maniera appropriata e tale da consentire una corretta movimentazione e garantirne l'integrità durante il trasporto.
- trasportare il contatore prendendo tutte le necessarie precauzioni e cure in modo da garantire la completa integrità del contatore

Prima della rimozione del contatore devono essere verificati e documentati:

⁴ Le linee guida riportate nel presente documento, in questo e nei successivi paragrafi, presentano criteri e procedure di carattere esclusivamente tecnico e non considerano gli aspetti di sicurezza per i quali si rimanda alla legislazione vigente.

- le condizioni di installazione del sensore di flusso (e.g. montaggio verticale/orizzontale, tratti rettilinei a monte e valle, presenza disturbi fluidodinamici, etc), ad esempio anche attraverso uno schema di installazione e documentazione fotografica;
- le condizioni di installazione della coppia di sensori di temperatura (e.g. profondità di immersione, montaggio flusso/contro-flusso, coibentazione, etc.), ad esempio anche attraverso uno schema di installazione e documentazione fotografica;
- lo stato del contatore oggetto della verifica metrologica, registrando i valori contabilizzati al momento della rimozione;
- il funzionamento del totalizzatore/display del contatore;
- l'integrità dei sigilli apposti sul contatore,

Per le verifiche eseguite in laboratorio, la disponibilità di metodi primari (e.g. metodo gravimetrico per i sensori di portata) garantisce il pieno rispetto dei limiti di errore ed incertezza stabiliti per la conduzione della verifica. Si ritiene pertanto che la verifica successiva del contatore di energia termica possa essere eseguita conformemente ai requisiti della verifica prima (i.e. EN 1434-5) e alle cosiddette "rated operating conditions", ovvero alle condizioni d'uso nell'ambito dei valori ammessi per le grandezze di influenza (e.g. temperatura del fluido, differenza di temperatura, portata, potenza termica, pressione di esercizio e pressione nominale come riportato nel certificato di esame UE del tipo).

Inoltre: i) la verifica del sensore di flusso deve essere eseguita secondo le specifiche del certificato di omologazione UE (e.g. conduttività del fluido, temperatura del fluido, tratti rettilinei a monte e a valle); ii) la temperatura di ritorno deve essere compresa nell'intervallo $(50 \pm 5)^\circ\text{C}$ per il riscaldamento e $(15 \pm 5)^\circ\text{C}$ per il raffreddamento (tuttavia, se specificato nel certificato di tipo UE, le prove possono essere eseguite con fluido a temperatura ambiente); iii) la coppia di sensori di temperatura deve essere controllata (senza pozzetto e con una profondità di immersione pari ad almeno il 90% della lunghezza) nello stesso bagno termostatico a tre valori diversi di temperatura.

Relativamente ai punti di prova, la norma EN 1434-5 specifica che la verifica dei contatori di energia termica deve essere eseguita alle estremità e ai punti intermedi del campo di misura approvato e che, se il misuratore è uno strumento combinato (come spesso succede per i contatori di fornitura di grandi dimensioni) il sensore di flusso, i sensori di temperatura e il calcolatore devono essere testati separatamente. I punti di verifica per contatori integrati e combinati sono riportati rispettivamente nella Tabella 12 e Tabella 13.

Tabella 12 – Verifica iniziale di un contatore di energia termica integrato

Riscaldamento		Raffreddamento	
Differenza di Temperatura	Portata	Differenza di Temperatura	Portata
$\Delta\vartheta_{min} \leq \Delta\vartheta \leq 1.2 \Delta\vartheta_{min}$	$0.9 q_p < q < 1.1 q_p$	$\Delta\vartheta_{min} \leq \Delta\vartheta \leq 1.2 \Delta\vartheta_{min}$	$0.9 q_p < q < 1.1 q_p$
$10^\circ\text{C} \leq \Delta\vartheta \leq 20^\circ\text{C}$	$0.1 q_p < q < 0.11 q_p$	$0.8 \Delta\vartheta_{max} \leq \Delta\vartheta \leq \Delta\vartheta_{max}$	$0.1 q_p < q < 0.11 q_p$
$(\Delta\vartheta_{max} - 5^\circ\text{C}) < \Delta\vartheta < \Delta\vartheta_{max}$	$q_i < q < 1.2 q_i$	$0.8 \Delta\vartheta_{max} \leq \Delta\vartheta \leq \Delta\vartheta_{max}$	$q_i < q < 1.2 q_i$

Tabella 13 – Verifica iniziale delle sotto-unità di un contatore di energia termica combinato

Sensore di flusso	Coppia sensori di temperatura	Calcolatore (per riscaldamento)**
$q_i < q < 1.2 q_i$,	$\vartheta_{min} < \vartheta_1 < (\vartheta_{min} + 10^\circ\text{C})$,	$\Delta\vartheta_{min} \leq \Delta\vartheta \leq 1.2 \Delta\vartheta_{min}$,
$0.1 q_p < q < 0.11 q_p$	$\vartheta_2 = \frac{\vartheta_1 + \vartheta_3}{2} \pm 5^\circ\text{C}$,	$10^\circ\text{C} \leq \Delta\vartheta \leq 20^\circ\text{C}$,
$0.9 q_p < q < 1.1 q_p$	$(\vartheta_{max} - 10^\circ\text{C}) < \vartheta_3 < \vartheta_{max}$ *	$(\Delta\vartheta_{max} - 5^\circ\text{C}) \leq \Delta\vartheta \leq 1.2 \Delta\vartheta_{max}$

* oppure $140^\circ\text{C} < (\vartheta_{max} - 20^\circ\text{C}) < \vartheta_3 < \vartheta_{max}$, se $\vartheta_{max} > 150^\circ\text{C}$

** per raffreddamento la verifica viene effettuata a $\Delta\vartheta_{min} \leq \Delta\vartheta \leq 1.2 \Delta\vartheta_{min}$ e $0.8 \Delta\vartheta_{max} \leq \Delta\vartheta \leq \Delta\vartheta_{max}$

3.1.4 Linee guida per la verifica in campo dei contatori di energia termica

Al fine di riprodurre fedelmente le condizioni di utilizzo del contatore, in campo è opportuno effettuare la verifica dell'intera catena di misura (i.e. contatore di energia termica integrato) piuttosto che delle singole sotto-unità. In entrambi i casi (verifica della catena di misura e delle sotto-unità) la verifica dovrebbe essere condotta ad almeno tre diversi punti del campo di misura approvato e, in particolare a bassa, media e alta portata e a basso, medio e alto $\Delta\theta$. Pertanto, i punti di verifica possono essere rappresentati da quelli in Tabella 12 e Tabella 13 (verifica iniziale).

Per il raggiungimento delle condizioni nominali di prova potranno essere effettuate opportune regolazioni della portata (agendo sulle valvole di regolazione dell'impianto) e della temperatura in uscita dalla centrale termica e/o parzializzazioni delle utenze allacciate (ovvero dei singoli radiatori nel caso di verifica in campo di sotto-contatori, ove applicabile e se richiesta). Qualora il raggiungimento dei valori nominali di prova non fosse possibile per ragioni tecniche potranno essere ammessi scostamenti massimi nell'ordine del 30% in più o in meno dei parametri nominali (nel rispetto comunque dei limiti di approvazione del modello). Qualora nemmeno questa condizione fosse raggiungibile la verifica dovrebbe più efficacemente essere condotta in laboratorio.

La verifica in campo dei contatori di energia termica deve essere effettuata nel rispetto delle condizioni di accuratezza ed incertezza di cui all'allegato II comma 1.2 del DM 93/2017. Pertanto, è opportuno riferirsi ad uno schema di installazione come quello in Figura 28. A tale scopo:

- sarebbe auspicabile prevedere obbligatoriamente, almeno nelle nuove installazioni, idonei tratti di tubazione di controllo intercettabili tramite valvole deviatrici.
La tubazione di controllo (permanente sull'impianto o in uso presso il laboratorio incaricato della verifica) dovrebbe inoltre essere in tutto simile a quella corrispondente del MUT (i.e. meter under test, contatore in prova), ad esempio per materiale, spessore dei tubi, presenza e tipo di pozzetti termometrici, etc..
Nel caso di utilizzo di un MM volumetrico (e.g. a piston rotanti), i tratti rettilinei a monte e valle del MM non sono necessari.
- in alternativa all'utilizzo dei pozzetti termometrici sulla tubazione di mandata e/o di ritorno dell'impianto, la coppia di sensori di temperatura del MUT può essere verificata per confronto con un adeguato termometro campione di riferimento (i.e. Master Meter) e mediante utilizzo di bagni termostatici (precedentemente caratterizzati in termini di stabilità ed uniformità), capaci di garantire le condizioni di prova in termini di ϑ e $\Delta\vartheta$.
Tuttavia, occorre garantire condizioni simili di installazione della coppia di sensori del MUT e dei sensori di temperatura campione di riferimento (e.g. entrambi in pozzetto o in bagno termostatico, entrambi con la stessa profondità di immersione, stessa posizione rispetto al MUT/MM etc.).
- in assenza delle suddette condizioni il contatore dovrà essere rimosso dal luogo di installazione, trasportato e verificato in laboratorio.

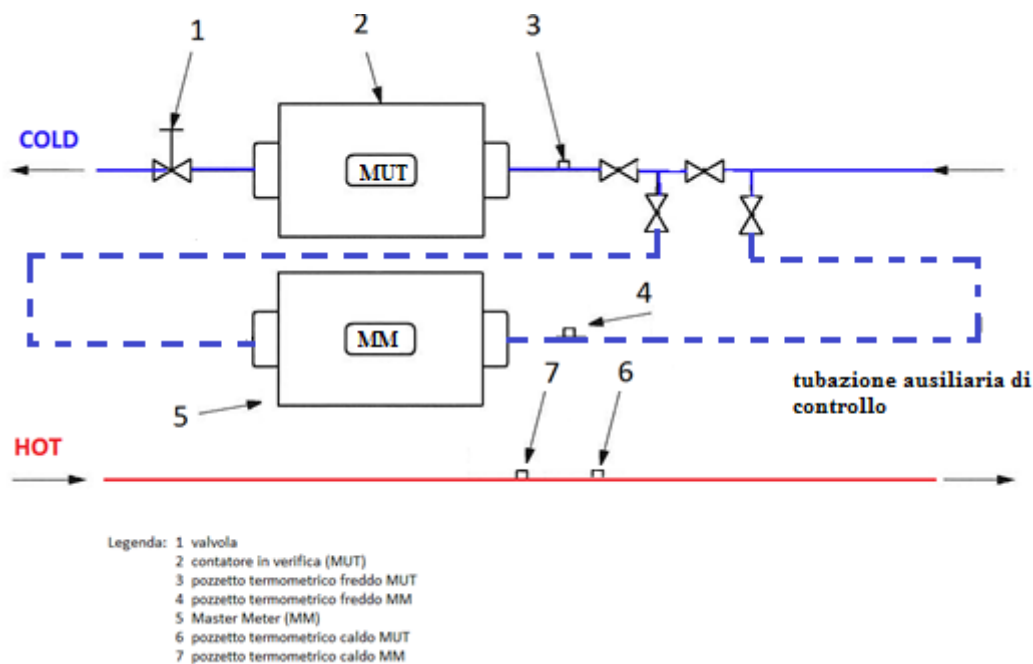


Figura 28 – Schema di installazione per verifica in campo di contatori di energia termica

Di seguito si riportano alcune note operative sugli accorgimenti da adottare in campo:

- prima di iniziare le prove far funzionare l’impianto, completo del MM, alle condizioni nominali per almeno un tempo minimo di 30 minuti al fine di raggiungere una sufficiente stabilizzazione del sistema di prova.
- determinare l’errore di misura a differenti portate (e.g. regolando le utenze in relazione al valore di portata e temperatura da verificare), iniziando ad esempio dalla portata maggiore per poi passare alle portate via via inferiori. Per ciascun punto di verifica la prova dovrebbe essere avviata dopo avere atteso un tempo di stabilizzazione di almeno 5 minuti a valvola di alimentazione chiusa (i.e. flusso nullo su MUT e MM).
- far transitare, per ogni prova, i volumi minimi che minimizzano il contributo di incertezza della risoluzione come indicato al capitolo 4.1.1.
- Una volta raggiunto il volume minimo di prova chiudere nuovamente la valvola di alimentazione e attendere almeno 5 minuti a valvola di alimentazione chiusa (flusso nullo su MUT e MM) prima di avviare la prova successiva. Oltre alle letture del totalizzatore del MM e MUT (volume/massa, temperature, etc.) occorre registrare anche la durata delle singole prove in modo da verificare effettivamente il valore di portata a cui è stata condotta la prova. Per ogni punto di verifica è sufficiente eseguire una sola prova.
- la verifica deve essere ripetuta nei casi seguenti:
 - quando viene registrata una differenza di portata tra inizio e fine di ciascuna prova, rilevata sul MM maggiore del 20% del valore medio registrato durante tutta la prova;
 - quando viene registrata una differenza di temperatura tra inizio e fine di ciascuna prova, rilevata sul termometro di mandata (HOT) del MM maggiore di 5°C (ad esclusione delle prove a portata minima con durata maggiore).
 - se anche dopo la ripetizione delle prove le condizioni sopra riportate non dovessero essere soddisfatte si dovrà annullare la verifica in campo e procedere alla verifica in laboratorio.

3.2 La verifica dei sistemi di contabilizzazione indiretti

3.2.1 Linee guida per la verifica in campo dei sistemi di contabilizzazione indiretti

Come noto i dispositivi di contabilizzazione indiretta (i.e. ripartitori di calore [42] e totalizzatori dei tempi di inserzione [24, 25]) non sono regolati dalla metrologia legale e, pertanto non sono soggetti a regole per l'approvazione di modello e la verifica periodica ed in esercizio. La norma UNI 10200 [38], che riveste un carattere di riferimento normativo dal momento che è citata sia nel DLgs 102/2014 [3] che nel successivo Dlgs 141/2016 [43], in appendice F (informativa) riporta un metodo per verificare a posteriori se un sistema di contabilizzazione indiretta sia affetto da derive o da mancanza di precisione.

Il metodo si fonda sull'assunto che le Unità di Ripartizione (UR) generate da un sistema di contabilizzazione indiretta devono essere proporzionali ai rispettivi consumi volontari e che per un determinato impianto, mediamente questo fattore di proporzionalità non cambia significativamente nel tempo (ovvero se non intervengono modifiche al sistema ed all'impianto, come ad esempio una sostituzione parziale di radiatori in parte dell'edificio). L'accuratezza del sistema viene controllata attraverso il rapporto $q_{UR,t}$ tra il consumo volontario totale registrato nella stagione di riscaldamento ($Q_{H,vol,tot,t}$) e il totale delle unità di ripartizione registrate dal sistema ($UR_{tot,t}$). Se si registrano variazioni significative del valore di $q_{UR,t}$ ciò indica la presenza di anomalie nel sistema, quali ad esempio:

- derive progressive, che possono indicare, ad esempio, il malfunzionamento o spegnimento di alcuni ripartitori;
- oscillazioni annuali del valore, che possono indicare una non corretta determinazione della quota involontaria oppure errori nella stima delle potenze dei corpi scaldanti (anche ad esempio a seguito della sostituzione di alcuni radiatori per un retrofit parziale dell'impianto).

La norma suggerisce di stimare il consumo volontario totale $Q_{H,vol,tot}$ per differenza, sottraendo al consumo totale $Q_{H,tot}$ la componente involontaria $Q_{H,inv,tot}$, quest'ultima da calcolarsi preliminarmente. A questo scopo, nel caso di generatore alimentato a gas naturale per stimare $Q_{H,tot}$, il consumo in Sm^3 deve essere moltiplicato per il potere calorifico superiore del gas naturale (PCS) e per il rendimento del generatore ($\eta_{X,gen}$). Questi ultimi parametri possono peraltro variare in maniera non trascurabile durante la stagione di riscaldamento. Ne deriva quindi che l'affidabilità del metodo dipende fortemente dagli inevitabili errori ed incertezze delle stime delle quantità in ingresso. Di contro, la disponibilità di un contatore diretto di energia termica all'uscita del generatore consentirebbe di determinare con maggiore affidabilità il consumo volontario totale e, di conseguenza, migliorare l'affidabilità del metodo. In questo caso, il metodo potrebbe essere applicato anche a periodi inferiori all'intera stagione di riscaldamento al fine di individuare tempestivamente le eventuali derive del sistema (e.g. manomissioni di alcuni dispositivi, ristrutturazioni parziali dell'impianto termico).

Applicazione del metodo ad uno degli edifici casi di studio

Per gli edifici casi di studio descritti al successivo par. 6.1, la disponibilità dei dati di consumo di solo due intere stagioni di riscaldamento (i.e. 2017/18 e 2018/19) non consente la sperimentazione efficace del metodo su base annuale, come suggerito dalla Appendice F della UNI 10200.

Al fine di valutare l'applicabilità del metodo di controllo statistico della contabilizzazione indiretta anche a periodi più brevi, gli autori hanno applicato il metodo al caso di studio Edificio 18C (equipaggiato con ripartitori di calore elettronici a doppio sensore) valutando le derive di stabilità e precisione del sistema in periodi mensili. A questo scopo, in congruenza con il prospetto 7 della UNI 10200, la quota di consumo volontario è stata stimata a partire dal consumo totale misurato in caldaia considerando una frazione del consumo involontario a piena utilizzazione $f_{H,inv,tot}^* = 0.23$ (i.e. edificio a tre piani con stato

dell'isolamento della distribuzione orizzontale corrente a soffitto del piano cantinato eseguito con materiali vari non fissato stabilmente con strato protettivo), come descritto nella seguente equazione:

$$Q_{H,vol,tot} = Q_{H,tot} \cdot (1 - f_{H,inv,tot}^*) \quad (24)$$

$$q_{UR,t} = Q_{H,vol,tot} / UR_{tot,t}$$

In Tabella 14 e Figura 29 sono riportati i risultati del controllo di stabilità e precisione del sistema di contabilizzazione indiretta installato nell'edificio 18C nella stagione 2017-2018. Dall'analisi sono state eliminate la prima e l'ultima settimana di riscaldamento, normalmente caratterizzate da elevata variabilità dei consumi, con potenziale perdita di stabilità e precisione non attribuibile a difetti del sistema.

Tabella 14 – Edificio 18C Stagione 2018/19, Controllo di stabilità e precisione sistema di contabilizzazione

	Consumo totale volontario $Q_{H,vol}$ kWh	Unità di ripartizione totali UR	Letture $q_{UR,t}$ UR/kWh	differenza $d_i = x_i - x_m$ UR/kWh	$\Sigma(pos)_i$ UR/kWh	$\Sigma(neg)_i$ UR/kWh	Stabilità OK?	s_i UR/kWh	Preciso OK?
26/11/2018	1586.2	1627.3	0.97	-0.009	0.0000	0.0000	VERO	0.0000	VERO
03/12/2018	1786.4	1789.4	1.00	0.015	0.0000	0.0000	VERO	0.0000	VERO
10/12/2018	1694.0	1690.2	1.00	0.019	0.0000	0.0000	VERO	0.0000	VERO
17/12/2018	3010.7	2977.0	1.01	0.028	0.0082	0.0000	VERO	0.0000	VERO
24/12/2018	2972.2	3070.9	0.97	-0.016	0.0000	0.0000	VERO	0.0000	VERO
31/12/2018	3033.8	3100.4	0.98	-0.005	0.0000	0.0000	VERO	0.0000	VERO
07/01/2019	3441.9	3518.5	0.98	-0.005	0.0000	0.0000	VERO	0.0000	VERO
14/01/2019	3480.4	3592.3	0.97	-0.015	0.0000	0.0000	VERO	0.0000	VERO
21/01/2019	3264.8	3429.0	0.95	-0.031	0.0000	-0.0117	VERO	0.0000	VERO
28/01/2019	3318.7	3449.4	0.96	-0.021	0.0000	-0.0134	VERO	0.0000	VERO
04/02/2019	3226.3	3357.3	0.96	-0.023	0.0000	-0.0163	VERO	0.0000	VERO
11/02/2019	2687.3	2762.4	0.97	-0.011	0.0000	-0.0073	VERO	0.0000	VERO
18/02/2019	2687.3	2733.1	0.98	0.000	0.0000	0.0000	VERO	0.0000	VERO
25/02/2019	2687.3	2754.6	0.98	-0.008	0.0000	0.0000	VERO	0.0000	VERO
04/03/2019	2248.4	2281.5	0.99	0.002	0.0000	0.0000	VERO	0.0000	VERO
11/03/2019	2048.2	2058.1	1.00	0.012	0.0000	0.0000	VERO	0.0000	VERO
18/03/2019	2217.6	2265.9	0.98	-0.005	0.0000	0.0000	VERO	0.0000	VERO
25/03/2019	1778.7	1729.6	1.03	0.045	0.0252	0.0000	VERO	0.0000	VERO
01/04/2019	1832.6	1799.5	1.02	0.035	0.0405	0.0000	VERO	0.0000	VERO
08/04/2019	2055.9	2104.7	0.98	-0.007	0.0141	0.0000	VERO	0.0000	VERO

$X_{i,med}$	0.98	
$i = 10\% X_{i,med}$	0.0984	Incertezza di riferimento
$h_x = 2 \cdot i$	0.1967	Valore relativo della banda di controllo della deriva
$k_x = 0.2 \cdot i$	0.0197	valore relativo della banda di tolleranza della deriva
$h_s = 4 \cdot i^2$	0.03869	valore relativo della banda di controllo della precisione
$k_s = 0,4 \cdot i^2$	0.00387	valore relativo della banda di tolleranza della precisione

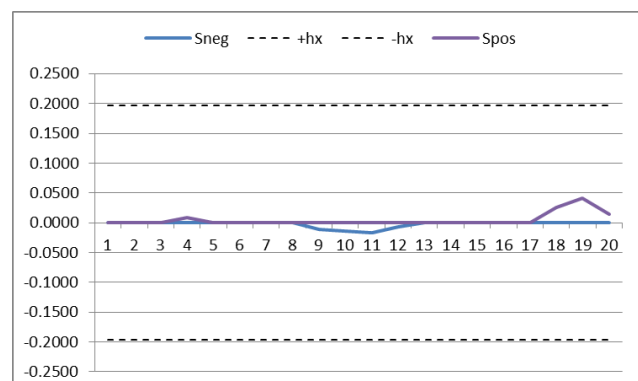
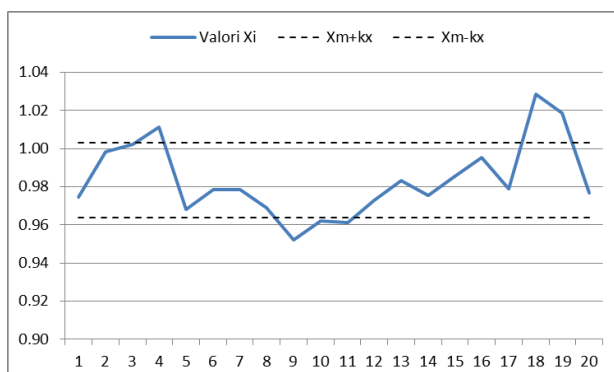


Figura 29 – Diagrammi di Cusum settimanali (Stagione 2018/19, Edificio 18C)

Dall'analisi dei dati in tabella e nei grafici si evidenzia che il sistema di contabilizzazione investigato mantiene le condizioni di stabilità e precisione, ad eccezione di una tendenza anomala nell'ultimo periodo (mese di aprile), quando probabilmente la parzializzazione dei consumi in alcune utenze ha determinato un'eccessiva variabilità dei consumi volontari e delle UR conteggiate.

3.2.2 Linee guida per la verifica in Laboratorio dei sistemi di contabilizzazione indiretti

La verifica dei sistemi di contabilizzazione indiretti può essere condotta in laboratorio per confronto con il metodo diretto di riferimento con sotto-contatori di energia termica. A tale scopo può essere utilizzato un banco di prova capace di simulare un impianto con un numero sufficientemente rappresentativo di radiatori.

Un impianto di prova (mockup) per valutare le prestazioni dei sistemi indiretti di contabilizzazione è stato realizzato (Figura 30) presso INRIM, l'Istituto nazionale di ricerca metrologica italiano, nel 2014 [44, 45]. Il mockup è costituito da un sistema di riscaldamento centralizzato con 40 radiatori caratterizzati da diverse forme, connessioni idrauliche, dimensioni e materiali, collocati su quattro livelli e collegati mediante un circuito idraulico configurabile automaticamente secondo: a) distribuzione verticale a colonne montanti; b) distribuzione orizzontale (con collettore planare o mediante connessione seriale monotubo).



Figura 30 - Mockup sperimentale INRIM per la verifica dei sistemi indiretti di contabilizzazione

La verifica di un sistema di contabilizzazione indiretto può essere effettuata campionando un numero significativo di radiatori dall'impianto reale e utilizzando il circuito termoidraulico del mockup nella configurazione a colonne montanti, che rappresenta il tipico caso applicativo della ripartizione dei costi di riscaldamento mediante metodo indiretto. La Figura 31 mostra il layout del mockup con l'identificazione dei corpi scaldanti e l'indicazione sintetica della loro tipologia.

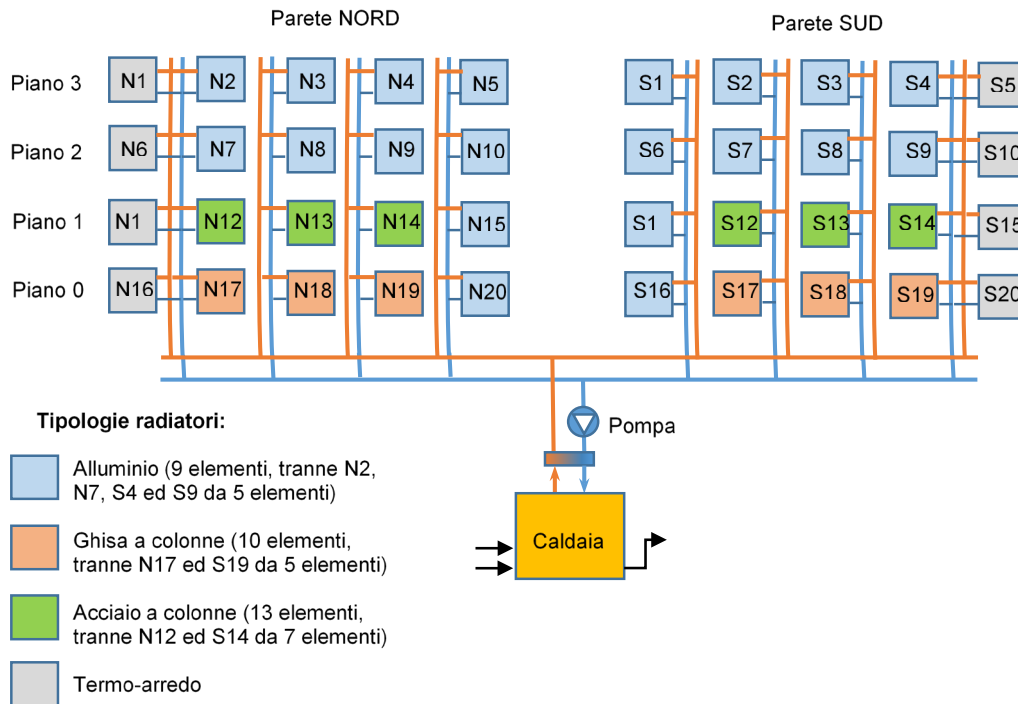


Figura 31 - Circuito termoidraulico del mockup nella configurazione a colonne montanti

In Tabella 15 si riporta un riepilogo delle caratteristiche tecniche principali dei radiatori installati nel mockup INRIM per la verifica dei sistemi indiretti di contabilizzazione.

Tabella 15 – Caratteristiche tecniche dei radiatori del mockup INRIM

Tipo di radiator e codice id.		Esponente (EN 442)	Numero di elementi	Dimensioni del radiatore (H, L, P), mm	Potenza nominale EN 442 [46] $\Delta T = 50^\circ C, W$
Alluminio	N3, N4, N5, N8, N9, N10, N15, N20, S1, S2, S3, S6, S7, S8, S11, S16	1.36	9	720, 870, 80	1716
	N2, N7, S9, S4		5	400, 870, 80	973
Ghisa	N18, N19, S17, S18	1.37	10	600, 880, 140	2044
	S19, N17		5	300, 880, 140	1060
Acciaio	N13, N14, S12, S13	1.28	13	590, 900, 150	1908
	S14, N12		7	320, 900, 150	1073
Termoarredo	N1, N6, N11, N16, S5, S10, S15, S20	1.25	-	535, 713, 30	496

La verifica dei sistemi di contabilizzazione indiretti viene effettuata per confronto con le corrispondenti misure di riferimento dell'energia termica scambiata dal fluido termovettore, effettuate su ogni corpo scaldante attraverso contatori di calore diretti (Figura 32). Ogni radiatore è infatti strumentato con contatore di energia termica diretto costituito da sotto-unità separate (i.e. da un misuratore di portata elettromagnetico specificatamente progettato per i campi di portata bassi, da una coppia di termoresistenze Pt100 e da un'unità di calcolo dell'energia termica direttamente implementata sul PC, che riceve il segnale di misura convertiti da un PLC).

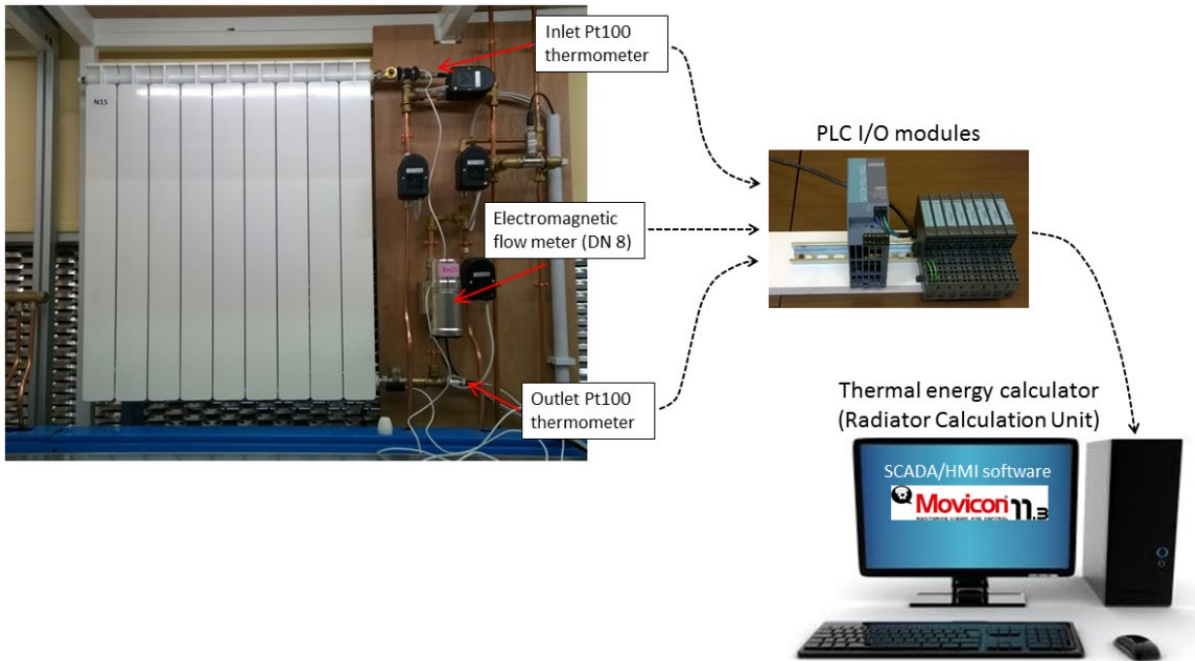


Figura 32 - Sistema diretto di riferimento per la misura dell'energia termica scambiata dai radiatori

Le tre sotto-unità per la misura diretta di energia termica (misuratore di portata elettromagnetico, coppia di termometri PT100 e unità di calcolo) sono controllate e verificate periodicamente presso i laboratori dell'INRIM, garantendo, quindi, la riferibilità metrologica ai campioni delle corrispondenti unità di misura. In particolare, la verifica dei misuratori di portata elettromagnetici installati su ciascun radiatore del mockup è effettuata per confronto con un misuratore di portata elettromagnetico di riferimento, verificato a sua volta con il campione nazionale per la misura di portata di liquidi dell'INRIM. Il confronto tra le misure del sensore di riferimento e quelle fornite dai sensori di portata di ciascun corpo scaldante avviene presso il mockup, configurando automaticamente il circuito idraulico in modo che i misuratori di portata dei vari radiatori risultino, volta per volta, in serie rispetto al misuratore di riferimento. Il confronto, inoltre, è effettuato su almeno 5 valori di portata, realizzati a temperatura ambiente grazie alla regolazione del numero di giri della pompa di circolazione del circuito idraulico.

Incertezza dell'energia termica di riferimento (contatore diretto) e delle unità di ripartizione

La stima dell'incertezza delle misurazioni dell'energia termica di riferimento viene effettuata considerando il modello di misurazione fornito dalla conservazione dell'energia:

$$Q = \int \rho \dot{V} c_p \Delta T dt \tag{25}$$

dove ρ e c_p sono, rispettivamente, la densità e il calore specifico del fluido termovettore, ΔT la differenza di temperatura tra la sezione di flusso in entrata e in uscita del radiatore, \dot{V} la portata volumetrica del radiatore e t è il tempo. Pertanto, applicando la legge di propagazione, l'incertezza standard della misurazione dell'energia termica di riferimento può essere valutata approssimativamente come:

$$u(Q) \cong Q \sqrt{\left[\frac{u(\dot{V})}{\dot{V}} \right]^2 + \left[\frac{u(\Delta T)}{\Delta T} \right]^2 + \left[\frac{u(\rho)}{\rho} \right]^2 + \left[\frac{u(c_p)}{c_p} \right]^2} \tag{26}$$

Le incertezze relative della densità e al calore specifico del fluido termovettore (acqua) sono state valutate tenendo conto delle incertezze di misura della temperatura e della pressione dell'acqua,

dell'incertezza dell'equazione di stato per la determinazione delle proprietà termodinamiche dell'acqua e, infine, dell'incertezza della misurazione della densità e del calore specifico. L'incertezza dell'integrazione temporale dell'energia termica del radiatore è trascurabile rispetto agli altri contributi.

In Tabella 16 viene riportato il riepilogo dei singoli contributi di incertezza delle sotto-unità dei contatori di energia termica installati su ciascun radiatore insieme alla stima della misurazione dell'energia termica di riferimento

Tabella 16 – Stima dell'incertezza della misura di energia termica di riferimento

Sotto-unità	Principio di misura	Incertezza tipo
Sensore di flusso	Elettromagnetico	0.1% della lettura per portate superiori a 90 dm ³ h ⁻¹ da 0.1% a 1.0% della lettura per portate nel campo da 90 dm ³ h ⁻¹ a 20 dm ³ h ⁻¹
Coppia sensori di temperatura (mandata/ritorno)	Termometri a resistenza Pt100 e modulo PLC per misura della resistenza a 4 fili	0.04 °C
Modulo Calcolatore (calcolo delle proprietà termodinamiche del fluido termovettore e integrazione nel tempo della potenza termica)	Calcolatore con formule approssimate dell'equazione di stato del fluido termovettore	1.0% del prodotto della densità e del calore specifico del fluido termovettore alle condizioni medie di fornitura (mandata/ritorno)
<i>Incertezza estesa relativa (k=2) della misura di energia termica di riferimento</i>		da 1.6 a 5.3 %

La Figura 7 mostra l'incertezza tipo relativa associata alla misura di riferimento di potenza ed energia termica, espressa in funzione della differenza di temperatura del fluido tra ingresso e uscita del corpo scaldante.

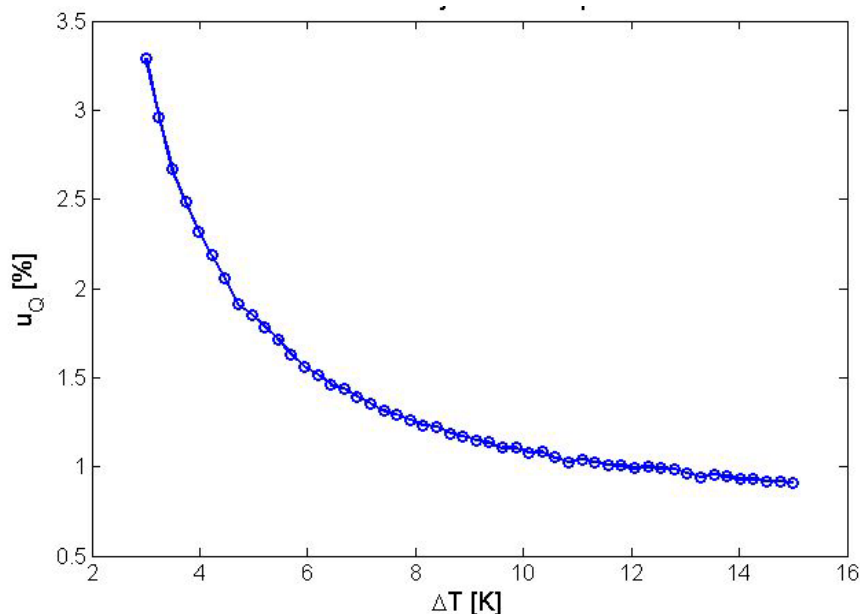


Figura 33 - Incertezza tipo relativa associata alla misura di riferimento di potenza ed energia termica

L'incertezza delle unità di ripartizione conteggiate dagli HCA è stata valutata considerando i seguenti contributi. i) la risoluzione, ii) la massima deviazione relativa del display (ovvero $E_{max} = \pm 5$ nell'intervallo di $15 K \leq \Delta T \leq 40 K$) [42] e iii) l'incertezza della stima del coefficiente K_Q relativo alla potenza termica dei radiatori (secondo EN 442 [46]). Pertanto, l'incertezza standard $u(UR)$ può essere valutata come segue:

$$u(UR) \cong UR \sqrt{2 \left(\frac{1}{UR \cdot 2 \sqrt{3}} \right)^2 + \left(\frac{E\%_{max}}{\sqrt{3}} \right)^2} + u(K_Q)^2 \quad (27)$$

Incertezza della quota di riparto

L'incertezza della quota di riparto su ciascun radiatore ottenuta attraverso la misura diretta dell'energia termica (metodo di riferimento) può essere valutata approssimativamente come:

$$u(S_{HM,i}) \cong S_{HM,i} \sqrt{\left[\frac{u(Q_i)}{Q_i} \right]^2 + \left[\frac{u(\sum_1^n Q_j)}{\sum_1^n Q_j} \right]^2 - 2 \frac{cov(Q_i, \sum_1^n Q_j)}{Q_i \sum_1^n Q_j}}$$

$$u\left(\sum_1^n Q_j\right) \cong \sqrt{\sum_1^n u^2(Q_j)} \quad (28)$$

$$cov\left(Q_i, \sum_1^n Q_j\right) \cong u^2(Q_i)$$

Similmente, l'incertezza della quota di riparto ottenuta attraverso il metodo di contabilizzazione indiretto può essere valutata come segue:

$$u(S_i) \cong S_i \sqrt{\left[\frac{u(AU_i)}{AU_i} \right]^2 + \left[\frac{u(\sum_1^n AU_j)}{\sum_1^n AU_j} \right]^2 - 2 \frac{cov(AU_i, \sum_1^n AU_j)}{AU_i \sum_1^n AU_j}}$$

$$u\left(\sum_1^n AU_j\right) \cong \sqrt{\sum_1^n u^2(AU_j)} \quad (29)$$

$$cov\left(AU_i, \sum_1^n AU_j\right) \cong u^2(AU_i)$$

Risultati di una sperimentazione in Laboratorio per la verifica dei sistemi di contabilizzazione indiretti

Con l'obiettivo di riprodurre il più possibile le tipiche condizioni operative e di installazione che si possono trovare sul campo, gli autori hanno progettato e realizzato una campagna di misure sperimentali [47]. A tale scopo, il mockup INRIM è stato configurato come un edificio virtuale di quattro piani e otto appartamenti (Figura 34). Ogni piano virtuale è composto da due appartamenti: un bilocale con quattro radiatori (appartamenti 1, 3, 5 e 7), un quadrilocale con sei radiatori (appartamenti 2, 4, 6 e 8). Pertanto, l'impianto di riscaldamento centralizzato presenta dieci verticali di adduzione. Sulle quattro verticali di adduzione degli appartamenti bilocali insistono radiatori identici per materiale, forma e potenza termica, mentre su quelle degli appartamenti quadrilocali sono presenti radiatori di tipo diverso, ma con una potenza termica nominale simile.



Figura 34 - Set-up sperimentale e corrispondente edificio virtuale

Gli autori hanno anche eseguito il calcolo del fabbisogno di energia termica e della potenza termica nominale dei radiatori dell'edificio virtuale, considerando i requisiti della zona climatica "E" (Torino, in cui si trova il mockup INRIM). Per la suddetta zona climatica, il periodo di riscaldamento è compreso tra il 15 ottobre e il 15 aprile per un funzionamento giornaliero massimo consentito di 14 ore. La temperatura interna degli ambienti riscaldati e la temperatura esterna minima nel periodo invernale sono state convenzionalmente fissate rispettivamente a 20 °C e -8 °C. Sulla base dei dati di progettazione e della potenza termica nominale di ciascun radiatore, sono state identificate le stanze virtuali associate ai radiatori. Sono stati infine individuati tre periodi caratteristici della stagione di riscaldamento tra il 15 ottobre e il 15 aprile, per i quali sono state stimate le temperature medie di Torino e i corrispondenti fabbisogni energetici per ciascuna stanza, nonché la potenza termica e le portate del fluido termovettore, ipotizzando una differenza di temperatura tra mandata e ritorno di circa 10 °C.

Le condizioni impiantistiche impostate per la verifica sono descritte di seguito e riassunte in Tabella 17:

- tre diverse combinazioni di portata e temperatura di mandata dell'impianto di riscaldamento, simulando il funzionamento reale del sistema in tre differenti periodi di riscaldamento (i.e. freddo, rigido e molto rigido) caratterizzati da diverse temperature medie esterne (13 °C, 6,5 °C e 0 °C, rispettivamente);
- diversi cicli programmati di riscaldamento, ciascuno costituito da un transitorio iniziale di durata variabile (da 30 min a 90 min) in cui la caldaia è impostata alla potenza di picco (durata del transitorio e potenza di picco dipendono dal periodo di riscaldamento), seguita da una fase di riscaldamento a regime di 4 ore e una fase di raffreddamento finale di circa 2 ore fino alla temperatura ambiente interna (ciascun profilo di riscaldamento è stato ripetuto quattro volte consecutivamente);
- diverse condizioni di occupazione dell'edificio ed uso dell'impianto di riscaldamento (in ciascun periodo sono state condotte misure sia con tutti i radiatori in funzione sia con i radiatori di alcuni appartamenti chiusi).

Tabella 17 – Riepilogo delle condizioni di prova

Periodo		Temp. esterna	Durata Transitorio	Condizioni di occupazione
Freddo	15 Ott - 15 Nov	13 °C	30 min	Piena
	15 Mar - 15 Apr	13 °C		Saltuaria (Ap_7 e 8 non riscaldati)
Rigido	15 Nov - 15 Dic	6,5 °C	60 min	Piena
	15 Feb - 15 Mar	6,5 °C		Saltuaria (Ap_3 e 4 non riscaldati)
Molto rigido	15 Dic - 15 Gen	0 °C	90 min	Piena
	15 Gen - 15 Feb	0 °C		Saltuaria (Ap_3, 4, 7 e 8 non riscaldati)

In Tabella 18, Tabella 19 e Tabella 20 sono riportati i risultati sperimentali per l'intero periodo, sia per piena che per saltuaria occupazione dell'edificio, rispettivamente. In Tabella 21 invece viene riportato per i diversi periodi climatici (i.e. freddo, rigido e molto rigido) il valore del Root-Mean-Square-Error pesato in funzione delle incertezze associate agli errori ($wRMSE$) nell'intero periodo e a piena/saltuaria occupazione. Insieme al $wRMSE$ calcolato con l'equazione (10) sono riportati anche i valori dell'errore massimo e minimo registrati nel periodo.

$$wRMSE = \sqrt{\frac{\sum_i [E_i / U(E_i)]^2}{\sum_i [1 / U(E_i)]^2}} \quad (30)$$

Tabella 18 – Risultati sperimentali (Intero Periodo)

	Metodo Diretto		Metodo indiretto			
	Q / kWh	S _{HM} / %	AU / -	S / %	Errore / %	Errore relativo / %
Appartamento 1	429,38	11,83	299	10,04	-1,79	-15,12
Appartamento 2	824,92	22,73	738	24,78	2,06	9,05
Appartamento 3	222,06	6,12	178	5,98	-0,14	-2,29
Appartamento 4	502,78	13,85	456	15,31	1,46	10,55
Appartamento 5	352,73	9,72	273	9,17	-0,55	-5,66
Appartamento 6	665,09	18,32	525	17,63	-0,69	-3,78
Appartamento 7	212,36	5,85	171	5,74	-0,11	-1,85
Appartamento 8	420,63	11,59	338	11,35	-0,24	-2,05
Totale	3629,97	100,00	2978	100,00	0,00	-
Deviazione standard					1,22	8,15
Massimo					2,06	10,55
Minimo					-1,79	-15,12

Tabella 19 – Risultati sperimentali (Piena Occupazione)

	Metodo Diretto		Metodo indiretto			
	Q / kWh	S _{HM} / %	AU / -	S / %	Errore / %	Errore relativo / %
Appartamento 1	211,45	9,94	146	8,35	-1,59	-15,97
Appartamento 2	404,80	19,03	360	20,59	1,57	8,22
Appartamento 3	167,63	7,88	133	7,61	-0,27	-3,44
Appartamento 4	378,26	17,78	345	19,74	1,95	10,99
Appartamento 5	164,68	7,74	125	7,15	-0,59	-7,63
Appartamento 6	306,85	14,43	241	13,79	-0,64	-4,42
Appartamento 7	173,61	8,16	141	8,07	-0,10	-1,16
Appartamento 8	319,91	15,04	257	14,70	-0,34	-2,24
Totale	2127,19	100,00	1748	100,00	0,00	-
Deviazione standard					1,18	8,53
Massimo					1,95	10,99
Minimo					-1,59	-15,97

Tabella 20 - Risultati sperimentali (Occupazione Saltuaria)

	Metodo Diretto		Metodo indiretto			
	Q / kWh	S_{HM} / %	AU / -	S / %	Errore / %	Errore relativo / %
Appartamento 1	217,94	14,50	153	12,44	-2,06	-14,23
Appartamento 2	420,12	27,96	378	30,73	2,78	9,93
Appartamento 3	54,44	3,62	45	3,66	0,04	1,00
Appartamento 4	124,52	8,29	111	9,02	0,74	8,91
Appartamento 5	188,05	12,51	148	12,03	-0,48	-3,84
Appartamento 6	358,25	23,84	284	23,09	-0,75	-3,14
Appartamento 7	38,75	2,58	30	2,44	-0,14	-5,41
Appartamento 8	100,72	6,70	81	6,59	-0,12	-1,74
Totale	1502,78	100,00	1230	100,00	0,00	-
Deviazione standard					1,38	7,83
Massimo					2,78	9,93
Minimo					-2,06	-14,23

Tabella 21 - Risultati sperimentali nei diversi periodi climatici

	wRMSE / %	Errore massimo / %	Errore minimo / %
1. Freddo, Piena Occupazione	1,28	2,50	-1,98
2. Rigido, Piena Occupazione	0,99	2,04	-1,45
3. Molto Rigido, Piena Occupazione	0,84	1,64	-1,33
Totale, Piena Occupazione	1,00	1,95	-1,59
1. Freddo, Occupazione Saltuaria	1,41	2,53	-1,84
2. Rigido, Occupazione Saltuaria	1,45	3,69	-1,61
3. Molto Rigido, Occupazione Saltuaria	1,82	2,36	-2,66
Totale, Occupazione Saltuaria	0,62	2,78	-2,06
Intero Periodo	0,90	2,06	-1,79

A valle dei risultati sperimentali ottenuti presso il mockup INRIM si ritiene che le Linee Guida operative per la verifica in Laboratorio dei sistemi di contabilizzazione indiretta dovrebbero prevedere:

- rimozione e sostituzione di un numero significativo di ripartitori del sistema indiretto di contabilizzazione;
- scelta di un sistema edificio-impianto virtuale funzione delle caratteristiche dei radiatori presenti nel laboratorio (materiale, forma, potenza nominale) che sia rappresentativo delle caratteristiche del sistema edificio-impianto su cui è installato il sistema di contabilizzazione indiretto in verifica;
- eventuale riprogrammazione dei ripartitori per aumentare la risoluzione del dispositivo;
- progettazione delle misure sperimentali (i.e. regimi di funzionamento dell'impianto di prova alle condizioni tipiche di esercizio dell'impianto), considerando ad esempio: i) la zona climatica dell'edificio su cui è installato il sistema di contabilizzazione in prova, ii) la durata dei periodi di accensione, iii) la durata del transitorio, iv) i valori tipici di portata e temperatura di mandata del fluido termovettore
- esecuzione di un ciclo di prova (sufficientemente lungo da minimizzare il contributo di incertezza della risoluzione delle unità di allocazione registrate);
- acquisizione ed elaborazione dei dati di misura delle sotto-unità del contatore di energia termica di riferimento e del dispositivo di ripartizione indiretto installati su ciascun radiatore (le letture dei singoli dispositivi indiretti dovranno essere corrette con inserimento del valore certificato EN 442 di potenza termica del singolo radiatore)
- calcolo di errore e incertezza del dispositivo di contabilizzazione indiretta sui singoli radiatori
- calcolo degli errori e delle incertezze delle quote di riparto dei singoli appartamenti virtuali
- verifica del rispetto dei limiti massimi di errore ed incertezza ammessi (MPE, da definire).

4 Aggiornamento del foglio di calcolo per la fattibilità economica dei sistemi di contabilizzazione

Nel presente capitolo vengono descritte le modalità di aggiornamento del Software di calcolo Unicas-ENEA per l'analisi Costi-Benefici dei sistemi di contabilizzazione sviluppato nel Progetto RdS PAR2015 [27], alla nuova revisione della EN 15459 del 2018 [48], che sia il Dlgs 102/2014 che il successivo DLgs 141/2016 hanno posto come riferimento tecnico-normativo per la valutazione economica degli edifici residenziali serviti da una fonte di riscaldamento/raffrescamento centralizzata e obbligati ai sensi della Direttiva Efficienza Energetica all'installazione di sistemi di contabilizzazione dell'energia termica, laddove tecnicamente fattibili ed economicamente vantaggiosi. Le principali modifiche intervenute nella revisione 2018 della EN 15459 hanno riguardato l'applicazione dell'ammortamento dell'investimento e dei costi di fine vita e l'eliminazione della metodologia dei costi annualizzati (i.e. dell'Equivalentente Annuo).

A tale riguardo, sono state realizzate le seguenti attività (anche attraverso la partecipazione al gruppo di lavoro CTI "271 Misure"):

- i) definizione di una metodologia per l'applicazione della UNI EN 15459-1:2018 per la valutazione economica dell'installazione dei sistemi di contabilizzazione e termoregolazione,
- ii) stima dei principali indicatori e parametri economici richiesti nell'analisi di fattibilità economica;
- iii) individuazione ed aggiornamento dei costi iniziali di investimento e dei costi annuali (inclusi i costi di gestione, i costi periodici o di sostituzione);
- iv) stima dei benefici ottenibili dall'installazione dei sistemi di contabilizzazione e termoregolazione.

Le principali modifiche apportate al foglio di calcolo Unicas-ENEA per l'analisi Costi-Benefici dei sistemi di contabilizzazione hanno riguardato:

- i) l'accorpamento della sezione di analisi di fattibilità tecnico-economica in un unico foglio di calcolo,
- ii) l'aggiornamento alla metodologia del costo globale della UNI EN 15459 e con le risultanze del gruppo di lavoro CTI 271 "Misure" (nuovo foglio di calcolo "Fattibilità economica UNI 15459", all'interno del quale è stata prevista la possibilità di inserimento manuale "guidata" di tutti i costi ammissibili dalla norma e dalla specifica tecnica).

4.1 Il metodo del costo globale della UNI EN 15459-1:2018

La fattibilità economica dei sistemi di contabilizzazione individuale e termoregolazione negli edifici serviti da una fonte di riscaldamento/raffrescamento centralizzata può essere valutata in riferimento al metodo del costo globale descritto nella norma UNI EN 15459-1:2018, così come previsto dall' art.9 comma 5 punto del D.Lgs 102 e s.m.i..

In particolare, il costo globale dell'investimento, C_G può essere valutato mediante la somma dei valori attualizzati di tutti i costi sostenuti mediante la relazione:

$$C_G(\tau) = C_I + \sum_j \left[\sum_{i=1}^{\tau} (C_{a,i}(j) \cdot R_d(i)) - V_{f,\tau}(j) \right] \quad (31)$$

in cui:

- τ = periodo di calcolo, in anni;
- C_I = investimento iniziale, in €;
- $C_{a,i}(j)$ = costi annuali per l'anno i-esimo e per ciascun componente j-esimo, inclusi i costi di gestione e quelli periodici per la sostituzione, in €;
- $V_{f,\tau}(j)$ = valore residuo del componente j-esimo alla fine del periodo di calcolo, in €;
- $R_d(i)$ = il tasso di sconto, all'anno i-esimo.

Relativamente alla stima del valore residuo $V_{f,\tau}(j)$, del componente j-esimo all'anno τ , la norma considera un deprezzamento lineare fino al termine del periodo di osservazione e riferito all'anno iniziale (vedi Figura 35):

$$V_{f,\tau}(j) = V_0(j) \cdot (1 + R_i)^{n_\tau(j) \cdot \tau_n(j)} \cdot \left[\frac{(n_\tau(j) + 1) \cdot \tau_n(j) - \tau}{\tau_n(j)} \right] \cdot R_d(\tau) \quad (32)$$

in cui:

- $V_0(j)$ = valore iniziale del componente j-esimo, in €;
- $n_\tau(j)$ = numero di sostituzioni del componente j-esimo nel periodo di durata dell'investimento, adim.;
- $\tau_n(j)$ = tempo di vita utile del componente j-esimo, in anni.
- $R_d(\tau)$ = il tasso di sconto riferito all'anno τ , %;
- R_i = il tasso di inflazione, %.

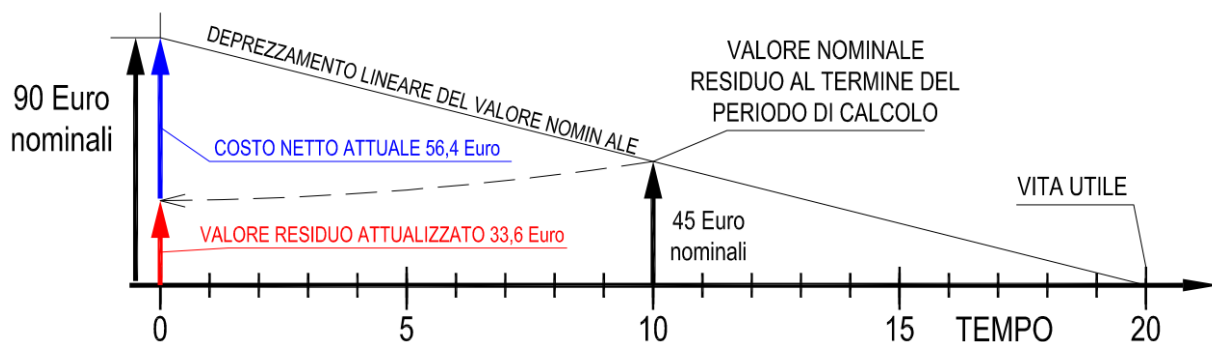


Figura 35 – Esempio di Valore residuo (EN 15459-1:2018)

Il gruppo di lavoro CTI 271 “Misure” ha codificato le voci di costo minime ritenute ammissibili a partire dalla condizione minima di legge, ovvero le voci strettamente necessarie per adempiere agli obblighi di legge di cui all’art.9, comma 5 del D. Lgs n. 102/2014 e s.m.i.. Tali voci sono riassunte in Tabella 22.

A tal riguardo ogni tipo di intervento ritenuto “non indispensabile” in relazione all’assolvimento dell’obbligo, sia pur finalizzato all’efficientamento degli impianti termici e/o dell’involucro edilizio (inclusa la manutenzione straordinaria di componenti impiantistiche dell’impianto termico) costituisce un’invariante ai fini della valutazione tecnico-economica richiesta e pertanto non ammissibile nell’analisi.

Perché ulteriori costi possano essere ritenuti ammissibili (ad esempio migliorie dell’impianto di contabilizzazione e regolazione), tale costo va giustificato con l’aumento del beneficio ottenuto (i.e. costo energetico evitato).

Tabella 22 – Costi Globali Minimi Ammissibili

<i>Costi Globali (Tabella 2- EN TR 15459-2 2018)</i>		<i>Applicabile (Si/No)</i>
Costi Iniziali	Acquisizione Terreno - Acquisizione, preparazione, decontaminazione, ...	No
	Costi iniziali di progettazione - Progettazione sistema contabilizzazione e regolazione	Si
	Costi iniziali (in situ) - Apparecchiature di contabilizzazione e regolazione (e.g. ripartitori walk-by radio, valvole termostatiche, detentori,) - Apparecchiature ausiliare ⁵ (e.g. sostituzione circolatori, sottocontatori in centrale termica) - Installazione - Opere murarie - Modifiche impianto - Smaltimenti materiali risulta (eventuali)	Si
	Costi verifica, commissioning (controllo, verifica, certificazione, commissioning ...)	Si
Costi Annuali	Costi Periodici e di Sostituzione (costi una-tantum) - Costi di sostituzione di componenti e sistemi per invecchiamento (se la vita media è minore al periodo di calcolo) - Controlli periodici	Si
	Costi di Manutenzione - Manutenzione ordinaria - Riparazione	Si
	Costi Operativi di servizio - Servizio di misura (riferito al costo di lettura walk-by) - Servizio bollettazione	Si
	Costi Ristrutturazione	No
Costi evitati	Costi energetici evitati - costi evitati derivanti dal risparmio di energia - costi evitati derivanti dalla regolazione - Incentivi: a seconda della tipologia dell'erogazione dell'incentivo questi costi possono essere previsti nei costi annuali (nel caso di incentivo erogato nell'anno iniziale) o in alternativa nei costi evitati operativi di esercizio (nel caso di incentivo erogato negli anni)	Si
Costi Finali	Valore Residuo - Valore residuo degli impianti e dei componenti al termine dell'intervallo di calcolo	Si
	Costi di smaltimento - La norma EN15459 trascura questa voce per misuratori. Si ritiene pertanto che possa essere utilizzata solo su altre voci previste dalla norma stessa (e.g. valvole termostatiche).	SI

Il "periodo di calcolo" (τ) è scelto pari al tempo di vita utile dei sistemi di misura, quantificato in 10 anni, in accordo alla all'appendice D della UNI EN 15459-1. L'analisi della fattibilità economica avrà:

- esito positivo se il costo globale attualizzato sarà minore o uguale a zero;
- esito negativo se il costo globale attualizzato sarà maggiore di zero.

In Tabella 23 vengono riassunti i criteri di stima dei parametri economico-finanziari di riferimento per il calcolo.

⁵ L'utilizzo della telelettura sarà possibile se e solo se si andrà a considerare il beneficio ulteriore.

Tabella 23 – Parametri economico-finanziari di riferimento

<i>Parametro/costo</i>	<i>Simbolo</i>	<i>Valore</i>	<i>Criterio</i>
Tasso di interesse di mercato	R	4%	Il dato è stato ricavato dalla letteratura tecnica [49].
Tasso di interesse reale	R_R	$\frac{R - R_i}{1 + \frac{R_i}{100}}$	Il tasso di interesse reale viene calcolato correggendo il tasso d'interesse di mercato, R, con il tasso d'inflazione, R_i
Tasso di sconto	$R_d(i)$	$\left(\frac{1}{1 + \frac{R_R}{100}}\right)^i$	Il tasso di sconto viene calcolato riportando il tasso d'interesse reale all'anno i-esimo
Fattore di attualizzazione	$f_{pv}(n)$	$\frac{1 - \left(1 + \frac{R_R}{100}\right)^{-n}}{\frac{R_R}{100}}$	Il fattore di attualizzazione rappresenta il coefficiente moltiplicativo di costi/ricavi per ottenere il corrispondente valore riferito all'anno iniziale.
Tasso di incremento del costo dell'energia	R_e	-	In relazione ai costi energetici, la UNI EN 15459 introduce il tasso di incremento del costo dell'energia, che può essere assunto come minimo, come suggerito dalla stessa norma, pari al tasso di inflazione. In alternativa è possibile fare riferimento al valore medio dei costi dei vettori energetici, elettrico e gas.

4.2 Stima dei costi e dei benefici

In Tabella 24 sono riportate le stime per la vita utile dei componenti e i relativi costi di manutenzione, mentre in Tabella 25 viene invece riportata la classificazione dei costi adottata nel foglio di calcolo Unicas-ENEA per l'analisi della fattibilità economica dei sistemi di contabilizzazione e termoregolazione.

Tabella 24 – Vita utile dei componenti e stima dei costi di manutenzione

<i>Componente</i>	<i>Vita utile, anni</i>	<i>Costi di manutenzione (% investimento)</i>
Sistemi di tubazioni	30	0.5%
Pompa di circolazione	10-20	2%
Valvola termostatica	20	1.5%
Contatore/ripartitore	10	1.0%
Opere murarie	100	n.a.

Tabella 25 – Stima dei costi (UNI 15459-1:2018)

<i>Costo</i>	<i>Tipo</i>	<i>Note</i>
Costi iniziali	Costi di acquisto dei sistemi di contabilizzazione (e termoregolazione)	Si è ipotizzato di far riferimento ai costi minimi delle attrezzature ovvero: riferite alle versioni base che garantisce i requisiti minimi di legge; o desunti dai prezzari delle regioni o delle Camere di Commercio e, ove non disponibili, dalla letteratura.
	Costi derivanti dalle modifiche impiantistiche	Posti di default pari a 0. Nel caso in cui si ritengano necessarie modifiche impiantistiche, il progettista dovrà opportunamente giustificarli. Le eventuali modifiche richieste per l'installazione delle valvole termostatiche (sistemi per il bilanciamento dell'impianto, come valvole di sovrappressione o pompe a portata variabile) sono ammesse al computo. Non lo sono altri costi (per esempio cassette derivazione, valvole di zona, etc), se non strettamente necessari all'assolvimento dell'obbligo.
	Costi delle opere connesse all'installazione ed alle opere murarie (se necessarie)	Nei costi di installazione possono essere annoverate le seguenti voci, da giustificare nella relazione finale: – installazione dei ripartitori di calore (incluso l'eventuale rilievo delle dimensioni e la programmazione dei ripartitori); – smontaggio e rimontaggio valvole e detentori; – lavaggio chimico degli impianti (eventuale); – bilanciamento idraulico; – modifica di circuiti elettrici; – prove e collaudi. Non sono ammissibili migliorie estetiche.
	Costi di progettazione e direzione lavori	Stimati essere inferiori o uguali al 10% dei costi iniziali. Non necessitano di giustificazione.
Costi periodici e di sostituzione	Costi di acquisto dei sistemi di contabilizzazione (e termoregolazione) per fine vita	I costi periodici e di sostituzione sono strettamente connessi alla vita utile di ciascun componente o ai costi periodici (e.g. per verifiche metrologiche) in relazione al periodo di calcolo. Entrano nel computo dei costi totali se per un componente la vita utile è inferiore al tempo di calcolo.
	Costi di manutenzione straordinaria per guasto	La manutenzione straordinaria si configura come un evento eccezionale in presenza di guasti o malfunzionamento che compromettono la funzionalità dell'impianto. La probabilità di guasto, è stimata non essere superiore al 10% nella vita utile.
	Costi di verifica periodica della strumentazione	Tenendo conto dell'inapplicabilità della metrologia legale all'ambito del sub-metering, i costi minimi di verifica sono quelli previsti dalla UNI 10200 e dalla UNI 8364.
Costi operativi (o di esercizio)	Costi di manutenzione ordinaria	Nei costi di manutenzione ordinaria sono generalmente inclusi tutti i costi necessari al funzionamento dei sistemi ed alla loro manutenzione (e.g. sblocco valvole, manutenzione pompe, controllo ripartitori).
	Costi di lettura	Variabili in funzione del tipo di lettura. In ogni caso, il costo di lettura dovrebbe essere riferito alla condizione di lettura meno onerosa per il numero minimo di letture consentite (walk-by frequenza annuale).
	Costi di bollettazione	Nel costo di bollettazione dovrebbe a rigore essere riportata la differenza dei costi derivanti dalla ripartizione con ripartitori/contatori.

In Figura 36 viene riportata l'immagine di uno dei fogli di calcolo aggiornati.

Installazione di:		HCA					
1a. Costi di Investimento	Dettaglio	Costo unitario, €	Unità	R_R	f_{PV}	Costo attuale, €	Note
	Ripartitori / Totalizzatori	35,00	80	1,96%	1	2800,00	Ripartitori elettronici con lettura walk-by
	Valvole termostatiche e detentori	35,00	80	1,96%	1	2800,00	tipologia a valvole modello base
	Contatore di calore di centrale termica	0,00	0	1,96%	1	0,00	Si ritiene necessario solo in presenza di impianto centralizzato combinato con ACS
Acquisto	---	---	---	1,96%	1	0,00	
	---	---	---	1,96%	1	0,00	
	---	---	---	1,96%	1	0,00	
	Sistema di lettura	0,00	1	1,96%	1	0,00	Si assume un sistema base a lettura walk-by (senza centralino e ripetitori). Se un sistema di lettura si rende necessario per motivi tecnici, si faccia riferimento al sistema di lettura meno oneroso.
Modifiche all'impianto	Sistema bilanciamento (o pompa di circolazione)	1000,00	1	1,96%	1	1000,00	Altri costi rispetto al sistema base, per esempio cassette derivazione, valvole di zona, etc., se non strettamente necessari non possono essere inclusi nell'analisi economica.
Opere murarie	Opere Murarie	0,00	0	1,96%	1	0,00	Se presenti, da giustificare nella relazione
Installazione	Infero sistema con collaudo (a corpo)	6890,00	1	1,96%	1	6890,00	
Progetto	Progettazione e direzione lavori	1349,00	1	1,96%	1	1349,00	Stimata pari al 10% dei costi dei dispositivi
TOTALE Costi iniziali						14.839,00	
1b. Costi di sostituzione	Dettaglio	Costo unitario, €	Periodo	R_R	f_{PV}	Costo attuale, €	Note
Manutenzione straordinaria	Sostituzione componenti e sistemi per probabilità guasto (10% in 10 anni)	560,00	5,00	1,96%	89,00%	498,41	La probabilità prevista è di circa il 10% nella vita utile degli strumenti
TOTALE Costi sostituzione						498,41	
2a. Costi operativi di esercizio		Costo annuale, €	Periodo di calcolo	R_R	f_{PV}	Costo attuale, €	Note
Costi di Manutenzione ordinaria	Sblocco valvole, controllo, verifica periodica ecc.	66,00	10,00	1,96%	9,00	594,07	Si è assunto un costo di manutenzione ordinaria dell'1% per HCA/ITC e trascurabilità per HM (si veda nota)
Costi Operativi di servizio	Servizio misura e bollettazione (1 lettura annua)	480,00	10,00	1,96%	9,00	4320,50	Si è assunto un costo 3 €/lettura walk-by + 3€ bollettazione (una lettura annua) per HCA e ITC. 15€ di lettura + 15€ di bollettazione annuo per HM
TOTALE Costi esercizio						4.914,57	
2b. Costi operativi di esercizio evitati	Percentuale costi evitati	Costo annuale, €	Periodo di calcolo	R_R	f_{PV}	Costo attuale, €	Note
Costi evitati derivanti dal risparmio di energia	10%	-1292,16	10,00	1,96%	9,00	-11630,75	
Costi evitati derivanti dalla regolazione	10%	-1292,16	10,00	1,96%	9,00	-11630,75	
Incentivi	50%	-741,95	10,00	1,96%	9,00	-6678,32	Esclusi costi sostituzione
TOTALE Costi evitati						-29.939,83	
3. Costi Finali		Costo, €	Vita utile	Tasso Interesse reale, R_R	Tasso di sconto, R_d	Costo attuale, €	Note
	Ripartitori / Totalizzatori	0,00	10,00	1,96%	82,35%	0,00	
	Valvole termostatiche e detentori	-2800,00	20,00	1,96%	82,35%	-1152,91	
	Contatore di calore di centrale termica	0,00	10,00	1,96%	82,35%	0,00	
Valore Residuo	---	---	10,00	1,96%	82,35%	---	
	---	---	10,00	1,96%	82,35%	---	
	---	---	10,00	1,96%	82,35%	---	
	Pompa di circolazione	-1000,00	10,00	1,96%	82,35%	0,00	
	Sistema di lettura	0,00	10,00	1,96%	82,35%	0,00	
Costo smaltimento	Valvole termostatiche, detentori	70,00	20,00	1,96%	82,35%	28,82	
TOTALE Costi finali						-1.124,09	
TOTALE						-10.811,94	

Figura 36 – Nuovo foglio di calcolo “Fattibilità economica UNI 15459”

La stima dei costi operativi di esercizio evitati (i.e. del beneficio ottenibile) si basa su:

- la stima del beneficio derivante dai risparmi energetici potenziali: sulla base delle risultanze della letteratura tecnica, nonché dell’analisi statistica del beneficio su scala nazionale descritta in [19, 50], si è assunto un beneficio pari al 10% per la sola contabilizzazione (valorizzato ai sensi della UNI-TS 11300 nel caso di assenza di precedenti sistemi) ed un beneficio aggiuntivo pari al 10% per la termoregolazione associata alla contabilizzazione;
- l’analisi del fabbisogno energetico dell’edificio oggetto di indagine: la UNI EN 15459-1 fornisce indicazioni puntuali in merito alla stima dei costi e alle relative modalità di attualizzazione, ma non indica come valutare i benefici economici connessi alle soluzioni in esame. Si ritiene che il calcolo del fabbisogno di energia primaria dell’edificio per il servizio riscaldamento e del costo energetico teorico debba essere effettuato nelle condizioni standard, in quanto l’obbligo non dovrebbe dipendere dalle modalità di utilizzo dell’edificio, ma solo dalle sue caratteristiche nominali e, quindi, dal suo consumo nelle condizioni standard (metodo A2 Asset Rating). In ogni caso, se il fattore d’uso dell’edificio è inferiore a 0.5, è ammissibile utilizzare nella stima dei benefici il consumo medio destagionalizzato (metodo A3) [51] con una validità temporale della relazione esimente limitata nel tempo. È ragionevole assumere che la validità di un’analisi di questo tipo non possa superare i 5 anni

Per quanto concerne la tariffa energetica si suggerisce di considerare la tariffa media del vettore energetico in uso presso l’edificio in esame o, se disponibile, quella di riferimento fornita dall’Autorità. Per quanto riguarda, infine, la stima di eventuali incentivi e detrazioni fiscali, questi devono essere valutati se applicabili. In ogni caso la mancata valutazione delle deduzioni fiscali deve essere giustificata.

Come è possibile osservare dalla Figura 36, la scheda di inserimento costi segue la classificazione fornita al paragrafo precedente in: i) costi iniziali di investimento; ii) costi di sostituzione; iii) costi operativi di esercizio; iv) costi evitati. All’interno di ciascuna classe, il foglio prevede la possibilità di inserimento (precompilato) di tutte le voci ammissibili al calcolo per il requisito minimo di legge, guidando l’utente con opportune note qualora alcuni costi debbano essere opportunamente giustificati se inseriti.

L’inserimento dei costi unitari e delle quantità è manuale (i.e. a cura dell’utente), sebbene alcune voci siano precompilate a partire dalle informazioni fornite nel foglio di calcolo di fattibilità tecnica (i.e. il numero di ripartitori di calore e valvole termostatiche, il numero di contatori di calore con cassetta). Altri campi di costo risultano precompilati con possibilità di modifica da parte dell’utente, nello specifico:

- 1- Contatore di calore di centrale termica: si considera di default non necessario, ma all’utente viene suggerito il suo inserimento qualora l’impianto fosse della tipologia a produzione combinata di riscaldamento e acqua calda sanitaria;
- 2- Sistema di lettura: posto di default pari a 0, poiché assunto un sistema base a lettura walk-by (senza centralina e ripetitori); all’utente è suggerito, qualora si sia reso necessario un sistema di lettura differente per motivi tecnici, di fare riferimento al sistema di lettura meno oneroso;
- 3- Opere murarie: poste di default pari a 0; all’utente è suggerito, qualora presenti opere murarie necessarie, di giustificarle nella relazione tecnica;
- 4- Progettazione e direzione lavori: poste di default pari al 10% del costo dei dispositivi installati;
- 5- Manutenzione straordinaria: posta di default pari al 10% del costo dei dispositivi installati;
- 6- Manutenzione ordinaria: posta di default pari all’1% del costo del sistema installato, in caso di installazione di sistemi diversi da contatori di calore, nulli nel caso contrario;
- 7- Costi di misura e bollettazione: si è assunto di default un costo 3 €/letture walk-by + 3€ bollettazione (una lettura annua) per ripartitori di calore e contatori dei tempi di inserzione, 15€ di lettura e 15€ di bollettazione annuo per i contatori di calore;

Le celle relative a “costi evitati”, “costi di fine vita”, “tassi di sconto/interesse”, “periodi di calcolo” e “vita utile degli strumenti” sono precompilate e senza possibilità di modifica e riflettono le indicazioni della UNI 15459-1:2018 riassunte al precedente paragrafo.

Altre modifiche minori sono state infine apportate:

1. Nel foglio “Fattibilità tecnica (HM, HCA)”, con l’inserimento: i) di uno specifico campo di inserimento per il costo dell’energia [€/unità di combustibile]; ii) di due note per l’utente, come riportato in Figura 37;
2. Nel foglio “Stampa certificato” perché fosse congruente nella sezione di riepilogo con la nuova metodologia di calcolo adottata (vedi Figura 38).

Superficie media unità immobiliare [m2]		89,5
Costo dell'energia [€/u.c.]	*	0,90
Energia primaria non rinnovabile per la climatizzazione invernale riferita alla superficie utile, Eph,nren [kWh/m2/anno]	*	154
Gradi Giorno		2359
Zona climatica		E
Periodo di utilizzo riscaldamento		15 ottobre-14 aprile
Consumo medio combustibile [u.c./anno]		

Per quanto concerne la tariffa energetica si suggerisce di considerare la tariffa media del vettore energetico in uso presso l'edificio in esame o, se disponibile, quella di riferimento fornita dall'Autorità.

Il calcolo del fabbisogno di energia primaria dell'edificio per il servizio riscaldamento e del costo energetico teorico deve essere effettuato nelle condizioni standard (metodo A2 Asset Rating). In ogni caso, se il fattore d'uso dell'edificio è inferiore a 0,5, è ammissibile utilizzare nella stima dei benefici il consumo medio destagionalizzato (metodo A3) con una validità temporale della relazione esimente limitata nel tempo. È ragionevole assumere che la validità di un'analisi di questo tipo non possa superare i 5 anni.

Pagina 1

Istruzioni | **Fattibilità tecnica (HM,HCA)** | Query valutazione HM | Fattibilità economica UNI 15459 | Dati Costi | Stampa ...

Figura 37 – Fattibilità tecnica (HM, HCA)

Esito prima valutazione fattibilità tecnica	
Installazione HM non ottimale, secondo UNI 10200, si procede per valutazione economica sistema indiretto, selezionare tipo di sistema indiretto desiderato dal menù a tendina in basso	
Sistema di contabilizzazione valutato	HCA
Esito valutazione fattibilità economica	
Beneficio atteso	20%
Costo globale	-€ 10 811.94
Positivo, installazione obbligatoria	
Note del progettista	N.B. Annotare in questo campo eventuali valutazioni preliminari aventi come risultato infattibilità economica
<p>DISCLAIMER</p> <p>Il foglio di calcolo e i risultati ottenuti dall'applicazione dello stesso hanno scopo meramente illustrativo e non costituiscono in alcun modo un atto normativo né uno strumento di legge invocabile in alcuna sede</p>	
Valutazione HM Fattibilità economica UNI 15459 Dati Costi Stampa certificato (+)	

Figura 38 – Stampa certificato

5 Valutazione dei risparmi energetici conseguiti a seguito della campagna di formazione e informazione degli utenti finali sull'utilizzo dei sistemi di contabilizzazione

In questo capitolo, vengono descritti i risultati di una campagna di informazione erogata agli utenti di due edifici di ATER, Azienda territoriale per l'edilizia residenziale pubblica della provincia di Frosinone. Nei due edifici caso di studio, prima dell'inizio della stagione di riscaldamento 2017-2018, sono stati installati due diversi sistemi di contabilizzazione indiretta con valvole termostatiche, in ottemperanza all'obbligo previsto dal D.Lgs 102/2014 e s.m.i.. Dopo la prima stagione di riscaldamento, è stata progettata e realizzata una campagna di formazione ed informazione degli utenti finali al fine di aumentarne la loro consapevolezza nei riguardi del risparmio energetico conseguibile attraverso i suddetti sistemi.

La campagna di informazione è stata realizzata nelle seguenti fasi:

- Studio di letteratura sulle caratteristiche e potenzialità del feedback utente;
- progettazione e realizzazione di un questionario valutativo finalizzato alla valutazione dei comportamenti tipici dell'utente nei riguardi della climatizzazione invernale;
- somministrazione del questionario agli utenti con spiegazione delle finalità dell'indagine;
- analisi dei questionari.

I risultati della ricerca bibliografica, nonché l'analisi delle risposte ai questionari erogati all'utenza, sono riportati e descritti puntualmente nel Report RdS della precedente annualità [19] che riporta anche una descrizione dettagliata degli edifici caso di studio e dei sistemi di contabilizzazione indiretta installati e al quale si rimanda per eventuali approfondimenti.

5.1 Casi di Studio (edifici ATER di Anagni)

Gli edifici caso di studio sono due fabbricati dell'edilizia popolare nel comune di Anagni, in provincia di Frosinone. Entrambi gli edifici sono stati costruiti nel 1979 da ATER e presentano caratteristiche costruttive ed impiantistiche del tutto similari. Infatti, gli edifici sono pressoché identici in termini di caratteristiche costruttive, abitanti, superfici, schema in pianta e sistemi di generazione, emissione e distribuzione, ad eccezione del fatto che uno degli edifici è costituito da 8 appartamenti mentre l'altro da 9. Le caratteristiche termo-fisiche e lo stato di manutenzione dei due edifici sono quelle tipiche degli edifici residenziali di edilizia popolare italiani. Oggi sarebbe pertanto necessario un importante intervento di retrofit energetico, sia per migliorare l'isolamento dell'involucro sia per aumentare l'efficienza dell'impianto di riscaldamento. La maggior parte degli inquilini sono persone a basso reddito e anziani e la loro attitudine ad interagire con i sistemi di automazione come termostati programmabili e valvole termostatiche è piuttosto bassa.

Entrambi gli edifici sono serviti, per il solo servizio di riscaldamento, da una caldaia centralizzata alimentata da gas naturale. La distribuzione del fluido termovettore è del tipo a colonne montanti verticali in cui le tubazioni (non isolate) sono principalmente presenti sulle pareti esterne. Negli appartamenti sono presenti esclusivamente radiatori in ghisa. La produzione di acqua calda sanitaria ed il servizio cottura è garantito da caldaie individuali in ciascun appartamento.

Come detto, negli edifici caso di studio, prima dell'inizio della stagione di riscaldamento 2017-2018, sono stati installati un contatore di energia per la misurazione diretta dell'energia termica prodotta dalla caldaia (livello di metering) e due diversi sistemi di misurazione del calore indiretto (livello di sub-metering):

- contatori dei tempi di inserzione compensati con la temperatura del fluido termovettore e valvole termostatiche elettroniche controllate da un cronotermostato centrale di zona installato nel corridoio dell'abitazione (Edificio 18B);
- ripartitori di calore elettronici a due sensori e valvole termostatiche meccaniche su ciascun radiatore dell'abitazione (Edificio 18C).

Nell'edificio 18C, insieme al sistema di contabilizzazione indiretta e termoregolazione, sono stati installati in ciascun appartamento due datalogger per il monitoraggio continuo della temperatura indoor di due ambienti (i.e. camera da pranzo e stanza da letto). In Figura 39 e Figura 40 sono riportati, rispettivamente, i due edifici caso di studio, i sistemi di contabilizzazione e regolazione ed il locale caldaia.



Figura 39 – Casi di studio: a sinistra Edificio 18B, a destra Edificio 18C



Figura 40 – a) Contatore tempi di inserzione con valvola termostatica elettronica (Edificio 18B); b) Valvole termostatiche e ripartitore di calore elettronico a due sensori e TLogger (Edificio 18C)

Il consumo totale di gas naturale di ciascun edificio viene misurato attraverso un contatore di gas classe 1,5 MID a membrana, di taglia G16 nell'Edificio 18B e di taglia G10 nell'Edificio 18C. Per ulteriori dettagli relativi alle caratteristiche costruttive dei due edifici si rimanda al Report RdS PAR2017 [19].

5.2 Analisi dei risultati della campagna informativa

Nell'ambito della presente attività di ricerca, sono stati organizzati due meeting informativi, all'inizio e al termine della stagione di riscaldamento. Al fine di dare un'informazione completa, il meeting informativo iniziale si è svolto alla presenza dei funzionari tecnici delle due ditte installatrici dei sistemi di contabilizzazione, i quali hanno fornito agli utenti finali informazioni utili riguardanti il corretto utilizzo degli specifici dispositivi installati nei due edifici. In particolare, ciascun utente finale è stato informato relativamente ai propri comportamenti energetici mediante:

- consegna di opportuni prospetti informativi (consigli generici per l'attuazione di pratiche per il risparmio energetico; indicatori di benchmark parziali e locali);
- approfondimento con funzionario tecnico delle ditte installatrici e/o esperto accademico, in merito sia alla lettura e comprensione dei prospetti informativi che all'utilizzo appropriato dei sistemi di contabilizzazione e termoregolazione.

In Figura 41 e Figura 42 sono riportate alcune immagini dei meeting informativi svolti sul campo nei due edifici caso di studio ed un esempio di prospetto informativo distribuito agli utenti, rispettivamente.



Figura 41 – Meeting informativi

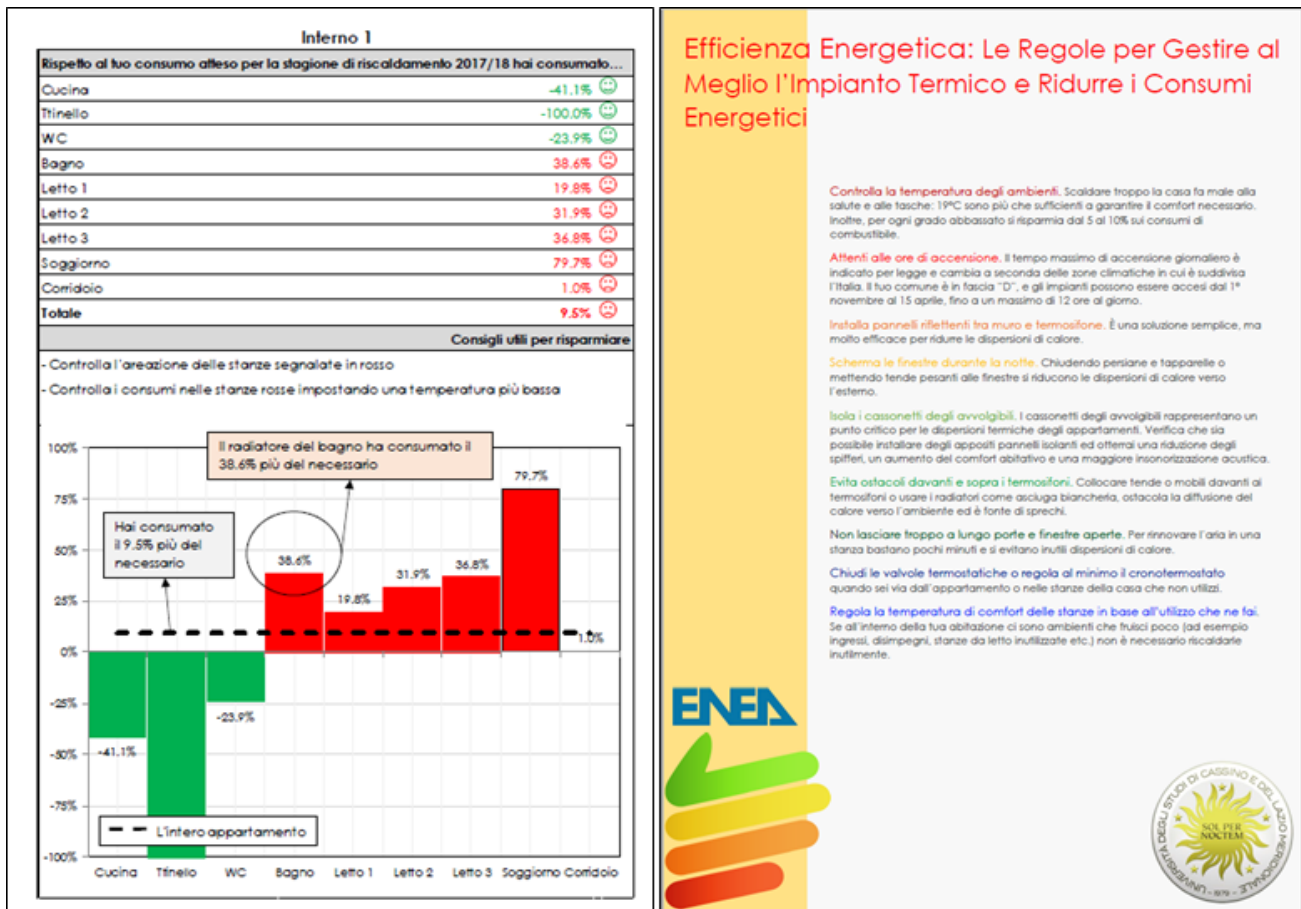


Figura 42 – Prospetti informativi

La campagna informativa sperimentale è stata eseguita in fasi successive (vedi Tabella 26), analizzando:

- Il consumo energetico degli edifici delle stagioni precedenti all'installazione dei dispositivi di contabilizzazione, ricavato dai dati storici delle fatturazioni precedenti (bollette del gas dalla stagione di riscaldamento 2010/11 a 2016/17);
- Il consumo energetico degli edifici dopo l'installazione dei dispositivi di contabilizzazione e prima della campagna informativa (stagione di riscaldamento 2017/18);
- Il consumo energetico degli edifici dopo la campagna informativa (stagione di riscaldamento 2018/19).

Tabella 26 – Attività della campagna sperimentale

Periodo	Evento	Attività svolta
Luglio 2017	Inizio campagna sperimentale	Installazione dispositivi di contabilizzazione del calore e termoregolazione indoor
Aprile 2018	Termine prima stagione di riscaldamento 2017/2018	Erogazione dei questionari valutativi
Ottobre 2018	Inizio seconda stagione di riscaldamento 2018/2019	Primo incontro della campagna informativa: erogazione prospetti informativi contenenti gli indici di consumo calcolati sulla base dei dati della stagione precedente
Aprile 2019	Termine seconda stagione di riscaldamento 2018/2019	Secondo incontro della campagna informativa: erogazione prospetti informativi contenenti gli indici di consumo aggiornati sulla base dei dati della stagione appena terminata

Ciò ha consentito di valutare in maniera separata l'effetto dei contributi della sola installazione dei dispositivi di contabilizzazione e termoregolazione e quello combinato con opportune strategie di informazione utente.

I risultati della campagna informativa sono stati sintetizzati in Tabella 27 e Tabella 28, rispettivamente per l'Edificio 18B e per l'Edificio 18C. In particolare, nelle tabelle sono riportati:

- il consumo stagionale di gas naturale in standard metri cubi (ricavato come differenza delle letture del contatore gas prima e dopo ciascuna stagione di riscaldamento);
- i Gradi Giorno (GG) effettivi registrati ad Anagni (zona climatica D, 1911 GG di riferimento);
- il consumo destagionalizzato (i.e. normalizzato rispetto ai GG effettivi) calcolato come:

$$\text{Consumo destagionalizzato [Smc]} = \frac{\text{consumo misurato}}{\text{GG}} 1911$$

- la variazione percentuale dei consumi destagionalizzati rispetto alla stagione precedente (delta anno precedente);
- la variazione percentuale dei consumi destagionalizzati rispetto alla stagione precedente alla installazione dei sistemi di contabilizzazione e termoregolazione (delta pre-installazione).

Tabella 27 – Analisi dei consumi di gas naturale, Edificio 18B

Stagione riscaldamento	Consumo stagionale (Smc)	Gradi Giorno (GG)	Consumo destagionalizzato	Delta anno precedente [%]	Delta pre-installazione [%]
2015-2016	6867	1879	6984	n.d.	n.d.
2016-2017	6785	2027	6397	-8.4%	n.d.
2017-2018*	9151	1989	8793	37.5%	37.5%
2018-2019**	5595	1909	5602	-36.3%	-12.4%

* dopo l'installazione dei sistemi di contabilizzazione e regolazione

** dopo la campagna informativa

Tabella 28 – Analisi dei consumi di gas naturale, Edificio 18C

Stagione riscaldamento	Consumo stagionale (Smc)	Gradi Giorno (GG)	Consumo destagionalizzato	Delta anno precedente [%]	Delta pre-installazione [%]
2015-2016	7616	1879	7746	n.d.	n.d.
2016-2017	8549	2027	8061	4.1%	n.d.
2017-2018*	8580	1989	8244	2.3%	2.3%
2018-2019**	7945	1909	7955	-3.5%	-1.3%

* dopo l'installazione dei sistemi di contabilizzazione e regolazione

** dopo la campagna informativa

Dall'analisi dei risultati in Tabella 27 e Tabella 28, si evince che:

- nella stagione successiva all'installazione dei sistemi di contabilizzazione e regolazione e prima della campagna di informazione (differenza percentuale tra le stagioni di riscaldamento 2017/18 e 2016/17), entrambi gli edifici hanno registrato un aumento dei consumi di gas naturale (rispettivamente +37.5% per l'Edificio 18B e +2.3% per l'Edificio 18C);
- dopo la campagna di informazione (differenza percentuale tra le stagioni di riscaldamento 2018/19 e 2017/18), entrambi gli edifici hanno registrato una diminuzione dei consumi di gas naturale (rispettivamente -36.3% per l'Edificio 18B e -3.5% per l'Edificio 18C);
- l'effetto combinato dell'installazione dei sistemi di contabilizzazione/regolazione e della campagna informativa (differenza percentuale tra le stagioni di riscaldamento 2018/19 e 2016/17), ha

determinato per entrambi gli edifici una diminuzione dei consumi di gas naturale (rispettivamente -12.4% per l'Edificio 18B e -1.3% per l'Edificio 18C.

I risultati confermano pertanto l'elevata variabilità in termini di risparmio energetico conseguente all'installazione dei sistemi di contabilizzazione analogamente a quanto già osservato per un campione statisticamente più significativo in [50] ed alla esecuzione di campagne informative degli utenti intese come strumento di sensibilizzazione. Tale risultato risulta congruente non solo con la letteratura scientifica esistente e con i risultati già descritti nel Report RdS/PAR2017/091 [19] ma anche con il livello di *user-engagement* degli utenti nei confronti della campagna informativa. Sebbene infatti non sia stato possibile "misurare" questo parametro quantitativamente, gli autori hanno osservato una maggiore partecipazione e motivazione degli utenti dell'edificio Anagni 18B, che ha infatti presentato un maggiore risparmio energetico. In Tabella 29 si riportano alcuni commenti in merito alla partecipazione e motivazione mostrata dagli utenti durante la campagna informativa.

Tabella 29 – Differenze qualitative registrate dagli autori tra le utenze degli edifici ATER 18B e 18C

	<i>Edificio ATER 18B</i>	<i>Edificio ATER 18C</i>
Partecipazione	Tutti gli occupanti hanno preso parte ad entrambi gli incontri della campagna informativa.	8 utenti hanno partecipato all'incontro iniziale mentre nessun utente ha partecipato al secondo incontro della campagna informativa (i prospetti sono stati comunque consegnati).
Motivazione	Numerosi quesiti sono stati posti agli autori e ai tecnici delle ditte installatrici, con particolare riferimento a: <ul style="list-style-type: none"> - il significato degli indicatori di benchmark; - le pratiche di risparmio energetico attuabili; - il funzionamento del cronotermostato di zona installato. 	Pochi quesiti posti agli autori. Attenzione unicamente al costo dell'energia Diffuso scetticismo nei confronti dell'efficacia dei sistemi di contabilizzazione ai fini del risparmio energetico

Come detto nell'Edificio 18C è stato possibile analizzare anche la variazione delle temperature medie indoor registrate dai datalogger installati in due stanze di ciascun appartamento.

A tale riguardo, in Tabella 30 sono riportate le temperature medie stagionali T_m misurate nelle stagioni di riscaldamento prima e dopo la campagna informativa (rispettivamente stagioni di riscaldamento 2017/18 e 2018/19) in soggiorno e stanza da letto dei singoli appartamenti. Dall'analisi dei dati in tabella si riscontra il risultato positivo della campagna informativa e quindi un aumento della sensibilizzazione degli utenti verso il risparmio energetico. È stata infatti registrata una generale diminuzione della temperatura media misurata nei singoli appartamenti (-0.4°C in media nell'intero edificio, con punte fino a -0.8°C), con un solo appartamento in cui è stato registrato un aumento della temperatura media stagionale (comportamento volontario). Si nota infine che i valori mediamente registrati nell'edificio sono comunque pari a circa 20°C, valore accettabile ai fini del comfort termico, come peraltro segnalato dalle interviste in cui nessun utente ha avuto modo di lamentarsi per una temperatura indoor troppo bassa.

In Tabella 31 viene infine riportata la percentuale media stagionale di valori registrati da ciascun datalogger di $T_{indoor} < 19^\circ C$ negli ambienti dei singoli appartamenti. Dai dati riportati in tabella si riscontra una variazione significativa di questo parametro prima e dopo la campagna informativa (dal 21% al 38% in media nell'intero edificio), a cui ha corrisposto una riduzione complessiva dei consumi energetici pari a -3.5% rispetto ai corrispondenti valori prima della campagna informativa.

Tabella 30 – Edificio 18C: Temperature medie indoor prima e dopo la campagna informativa.

Interno	Ambiente	T_m [°C] 2017/18	T_m [°C] 2018/19	ΔT_m [°C]	$T_{m,ap}$ [°C] 2017/18	$T_{m,ap}$ [°C] 2018/19	$\Delta T_{m,ap}$ [°C]
Int. 1	Soggiorno	18.9	18.6	-0.3	19.0	18.6	-0.4
	Letto	19.1	18.6	-0.5			
Int. 2	Soggiorno	21.7	21.0	-0.7	21.3	20.5	-0.8
	Letto	20.8	20.0	-0.8			
Int. 3	Soggiorno	23.4	22.9	-0.5	22.2	21.5	-0.7
	Letto	20.9	20.0	-0.9			
Int. 4	Soggiorno	20.4	20.3	-0.1	20.4	20.3	-0.1
	Letto	20.3	20.3	0			
Int. 5	Soggiorno	18.5	17.8	-0.7	20.0	19.3	-0.6
	Letto	21.4	20.8	-0.6			
Int. 6	Soggiorno	20.2	19.7	-0.5	20.0	19.6	-0.5
	Letto	19.8	19.4	-0.4			
Int. 7	Soggiorno	19.7	19.2	-0.5	20.0	19.5	-0.5
	Letto	20.3	19.8	-0.5			
Int. 8	Soggiorno	20.1	19.8	-0.3	19.6	19.6	-0.1
	Letto	19.1	19.3	0.2			
Int. 9	Soggiorno	21.5	22.2	0.7	21.8	22.1	0.3
	Letto	22.1	22.0	-0.1			
Media Soggiorno		20.5	20.2	0.7	20.5	20.1	-0.4
Media Letto		20.4	20.0	-0.1			

Tabella 31 – Edificio 18C: Permanenza media stagionale % $T_m < 19^\circ\text{C}$ prima (2017/18) e dopo (2018/19) la campagna informativa

Interno	Ambiente	% $T_m < 19^\circ\text{C}$ 2017/18	% $T_m < 19^\circ\text{C}$ 2018/19	$\Delta\%T_m < 19^\circ\text{C}$	% $T_{m,ap} < 19^\circ\text{C}$ 2017/18	% $T_{m,ap} < 19^\circ\text{C}$ 2018/19	$\Delta\%T_{m,ap} < 19^\circ\text{C}$
Int. 1	Soggiorno	50%	68%	18%	44%	68%	24%
	Letto	38%	68%	30%			
Int. 2	Soggiorno	2%	11%	9%	6%	21%	16%
	Letto	9%	31%	22%			
Int. 3	Soggiorno	5%	15%	10%	10%	26%	16%
	Letto	15%	37%	22%			
Int. 4	Soggiorno	16%	37%	21%	17%	37%	20%
	Letto	17%	36%	19%			
Int. 5	Soggiorno	65%	94%	29%	34%	52%	19%
	Letto	2%	10%	8%			
Int. 6	Soggiorno	12%	19%	7%	21%	27%	6%
	Letto	30%	34%	4%			
Int. 7	Soggiorno	26%	49%	23%	22%	44%	22%
	Letto	17%	38%	21%			
Int. 8	Soggiorno	21%	51%	30%	32%	61%	29%
	Letto	43%	71%	28%			
Int. 9	Soggiorno	6%	6%	0%	6%	7%	2%
	Letto	5%	8%	3%			
Media Soggiorno		19%	34%	15%	21%	38%	17%
Media letto		23%	45%	22%			

6 Conclusioni

Lo sviluppo delle applicazioni di domotica e la building automation, rappresentano un forte stimolo alla diffusione di strumenti di misura dei consumi energetici (acqua, energia elettrica, gas e energia termica) sempre più “intelligenti” e integrati/integrabili nelle loro diverse funzioni anche con sensori di altri apparati e sistemi (e.g. sensori di temperatura esterna, di carico radiativo, di presenza occupanti, sensori di elettrodomestici, ecc. D'altra parte, il presupposto essenziale per lo sviluppo di reti intelligenti (Smart grid) è legato anche agli scambi bidirezionale di dati tra i gestori delle reti e i prosumer, scambio che può essere garantito esclusivamente dai sistemi di misurazione evoluti e integrati. In questo ambito, le problematiche più rilevanti sono ad esempio la gestione dei sovraccarichi e dei picchi/vuoti di consumo (i.e. il bilanciamento della rete), l'efficientamento energetico nel trasporto e distribuzione, la sicurezza ed il bilancio in tempo reale della rete. Accanto quindi alle enormi potenzialità degli Smart Meters

Malgrado però l'accelerazione legislativa ed i notevoli progressi tecnologici registrati negli ultimi anni, ancora permangono alcuni vincoli alla piena diffusione delle tecnologie dello smart metering a causa di fattori economici e tecnologici/ normativi come l'assenza di uno standard di comunicazione comune (che rende talvolta difficile l'interoperabilità tra diversi sistemi di misura). Ulteriori limiti esistenti negli smart meter sono: a) la limitata disponibilità del dato da parte degli utenti finali; b) l'adozione di tariffe multiorarie per tutti i vettori energetici; c) la valorizzazione tariffaria della qualità del servizio e dell'energia fornita, d) l'integrazione degli smart meter; e) l'utilizzo in ottica proattiva, f) la gestione integrata dei dati di metering e submetering. Un'ulteriore criticità è rappresentata dalla proprietà del dato e dall'accessibilità in tempo reale o differito da parte dei diversi attori (i.e. distributore, venditore, utente, terzo agente/carrier, utente finale) e dalla gestione della privacy e sicurezza del dato. Il superamento efficace di queste problematiche, più che di quelle tecnologiche ed economiche, consentirà la piena diffusione delle tecnologie dello smart metering.

L'analisi delle diverse tipologie di impianti di raffrescamento ha consentito la definizione dei possibili sistemi di contabilizzazione dei consumi e, di conseguenza, dei relativi strumenti utilizzabili. In particolare la contabilizzazione può essere ottenuta: i) negli impianti aeraulici, mediante misuratori di portata (e.g. griglie di Wilson, tubi di Pitot) sui canali di mandata e sonde entalpiche (i.e. T/UR) in mandata e ripresa nei singoli ambienti/appartamenti e un misuratore di portata e coppia di sonde entalpiche in ingresso ed uscita al generatore; ii) negli impianti idronici, con contatori di energia termica con funzione aggiuntiva freddo; iii) negli impianti ad espansione diretta, con un misuratore di portata/volume all'uscita della valvola deviatrice e in ingresso di ogni singola unità in aggiunta ad un sensore di pressione sulla mandata del compressore dell'Unità Esterna Centrale e ad una coppia di sensori di temperatura ingresso/uscita da ogni singola unità.

Per la verifica dei sistemi diretti di contabilizzazione (i.e. contatori di energia termica) né le norme armonizzate della serie EN 1434 né la raccomandazione OIML R75 specificano le regole e gli errori massimi ammessi (MPE) per le verifiche successive ed in servizio. Se da un lato, le verifiche in laboratorio possono essere condotte in condizioni di riferimento e con la possibilità di impostare volumi di prova adeguati e di regolare portate e temperature per garantire la giusta accuratezza e consistenza delle prove, dall'altro le verifiche in campo presentano indubbe criticità metrologiche, legate ad esempio alla necessità di elevati volumi per minimizzare il contributo della risoluzione dello strumento ed alla impossibilità di regolare i parametri di prova su punti diversi da quelli tipici di fornitura. D'altra parte, l'utilizzo di Master Meter del tipo clamp-on, che presentano elevata facilità di impiego, presentano incertezze di utilizzo in campo spesso elevate che di fatto ne impediscono l'utilizzo nella maggior parte delle applicazioni.

La verifica dei sistemi indiretti può essere svolta sia in campo mediante controllo statistico della stabilità del sistema e dell'accuratezza, come suggerito dalla norma UNI 10200, sia in laboratorio presso

impianti capaci di simulare le tipiche configurazioni di impianto di contabilizzazione (e.g. a colonne verticali). In particolare, gli autori hanno analizzato la possibilità di applicare il metodo del controllo statistico della stabilità e precisione del sistema anche a periodi brevi (mese, settimana) al fine di individuare tempestivamente le eventuali derive del sistema e non solo a fine della stagione di riscaldamento.

Relativamente al software per la valutazione della fattibilità economica dei sistemi di contabilizzazione, si ritiene che l'aggiornamento del foglio di calcolo potrà:

- favorire una maggiore omogeneità delle valutazioni tecnico-economiche elaborate nell'ambito dell'applicazione dell'obbligo di legge previsto dal DLgs n.102/2014 e s.m.i.;
- fornire agli utenti finali ed agli amministratori di condominio informazioni e indicazioni di riferimento in modo che sia possibile valutare in maniera completa le proposte di intervento;
- agevolare le eventuali valutazioni degli organi di controllo sulle relazioni tecniche presentate;
- dare agli organi di controllo elementi di riferimento per valutare le relazioni tecniche presentate, ferme restando sia le responsabilità dei tecnici in merito al contenuto delle relazioni sottoscritte che l'autonomia della pubblica amministrazione.

Infine, i risultati della sperimentazione effettuata per valutare gli effetti in termini di risparmio energetico di una campagna di formazione ed informazione degli utenti finali in due edifici di edilizia popolare casi di studio mostrano che dopo la prima stagione di utilizzo dei sistemi di contabilizzazione in cui si era registrato un aumento dei consumi, la realizzazione di una campagna informativa ha prodotto una significativa riduzione dei consumi in entrambi gli edifici (rispettivamente -36.3% per l'Edificio 18B e -3.5% per l'Edificio 18C). Addirittura, considerando l'effetto combinato dell'installazione dei sistemi di contabilizzazione e della campagna informativa si riscontra una riduzione complessiva dei consumi rispetto alla stagione precedente l'installazione dei sistemi (rispettivamente -12.4% per l'Edificio 18B e -1.3% per l'Edificio 18C).

7 Riferimenti bibliografici

- [1] AEEGSI, DELIBERAZIONE 8 MARZO 2016 87/2016/R/EEL SPECIFICHE FUNZIONALI ABILITANTI I MISURATORI INTELLIGENTI IN BASSA TENSIONE E PERFORMANCE DEI RELATIVI SISTEMI DI SMART METERING DI SECONDA GENERAZIONE (2G) NEL SETTORE ELETTRICO, AI SENSI DEL DECRETO LEGISLATIVO 4 LUGLIO 2014, N. 102, (2016).
- [2] European Commission, Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC Text with EEA relevance, in, 2012.
- [3] Italian Republic, Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102 Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE (in Italian language only). in, Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 2014.
- [4] European Commission, Directive (EU) 2018/844 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 amending Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency, (2018).
- [5] ARERA, DELIBERAZIONE 18 GIUGNO 2019 242/2019/A QUADRO STRATEGICO 2019-2021 DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE, (2019).
- [6] L. Ferrigno, V. Paciello, A. Pietrosanto, Performance Characterization of a Wireless Instrumentation Bus, IEEE Transaction on Instrumentation and Measurement, 59 (12) (2010) 3253-3261.
- [7] K.Weranga, S.Kumarawadu, D.P. Chandima, Smart Metering Applications Chapter in book "Smart Metering Design and Applications", SpringerBriefs in Applied Sciences and Technology DOI 10.1007/978-981-4451-82-6_6.
- [8] AEEGSI, DELIBERAZIONE 6 APRILE 2017 229/2017/R/EEL DISPOSIZIONI IN MERITO ALLA PRIMA CONFIGURAZIONE DEI MISURATORI 2G PER LA LORO MESSA IN SERVIZIO E RELATIVI OBBLIGHI INFORMATIVI A VANTAGGIO DEI CLIENTI FINALI, (2017).
- [9] AEEGSI, DELIBERAZIONE 13 APRILE 2017 248/2017/R/EEL SISTEMI DI MISURA 2G: ADEGUAMENTO DEGLI OBBLIGHI DI RILEVAZIONE E MESSA A DISPOSIZIONE DEI DATI DI MISURA 2G E DISPOSIZIONI RELATIVE ALL'AGGIORNAMENTO DEI DATI NEL REGISTRO CENTRALE UFFICIALE DEL SISTEMA INFORMATIVO INTEGRATO, (2017).
- [10] AEEGSI, DELIBERAZIONE 28 APRILE 2017 289/2017/R/EEL INTEGRAZIONE DI PROCEDIMENTO PER LA VALUTAZIONE DELLA DISPONIBILITÀ DI SOLUZIONI TECNOLOGICHE STANDARDIZZATE VOLTE A SUPPORTARE FUNZIONALITÀ INCREMENTALI (VERSIONE 2.1) DEI SISTEMI DI SMART METERING DI ENERGIA ELETTRICA IN BASSA TENSIONE DI SECONDA GENERAZIONE, (2017).
- [11] AEEGSI, Delibera 19 marzo 2015, 117/2015/R/gas, Riforma della regolazione in materia di misura dei punti di riconsegna della rete di distribuzione, anche in attuazione del decreto legislativo 102/2014, (2015).
- [12] Gruppo Hera, NEXMETER: IL CONTATORE GAS SMART TRA INNOVAZIONE E SICUREZZA. Available at: https://www.gruppohera.it/gruppo/attivita_servizi/innovazione_servizi/innovazione/contatore_nexmeter/, in.
- [13] ARERA, DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 22/2020/R/TLR. REGOLAZIONE DELLA MISURA DEL SERVIZIO DI TELERISCALDAMENTO E TELERAFFRESCAMENTO Inquadramento generale e primi orientamenti, (2020).
- [14] European Commission, Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings., (2010).
- [15] J.C.P. Kester, M.J.G. Burgos, J. Parson, (Smart Metering Guide- Energy Saving and the Customer. Edition 2010, European Smart Meter Alliance).
- [16] ICOM, Un'analisi degli impatti relativi all'introduzione degli smart meter nella distribuzione del gas naturale, (2011).

- [17] B. Neenan, C. Hemphill, Societal benefits of smart metering investments, *The Electricity Journal*, 21 (8) (2008) 32-45.
- [18] S.S.S.R. Depuru, L. Wang, V. Devabhaktuni, Smart meters for power grid: Challenges, issues, advantages and status, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (6) (2011) 2736-2742.
- [19] M. Dell'Isola, G. Ficco, L. Canale, R. D'Alessio, G. Cortellessa, A. Massimo, P. Vigo, Report RdS/PAR2017/091. Ottimizzazione e miglioramento dei sistemi di contabilizzazione e dei metodi di ripartizione del calore, (2017).
- [20] International Organisation for Standardization, ISO 3966:2008 Measurement of fluid flow in closed conduits — Velocity area method using Pitot static tubes, (2008).
- [21] IEC, IEC 60751:2008 Industrial platinum resistance thermometers and platinum temperature sensors, (2008).
- [22] Ente Italiano di Normazione (UNI), UNI EN 12599:2012. Ventilazione per edifici - Procedure di prova e metodi di misurazione per la presa in consegna di impianti di ventilazione e di condizionamento dell'aria, (2012).
- [23] European Committee for Standardization (CEN), EN 1434-1:2019 Heat meters - Part 1: General requirements, in, 2019.
- [24] Italian National Unification, UNI 11388:2015. Heat costs allocation system based on insertion time compensated by average temperature of the fluid (in Italian language only). (2015).
- [25] Italian National Unification, UNI 9019:2013 Heat costs allocation based on indirect accounting for the useful thermal energy calculation by insertion time counter compensated with the degree-days of the building unit, (2013).
- [26] A.Capuano, M.Dell'Isola, N.Massarotti, L.Vanoli, A metrological analysis of a DDC-based air conditioning system. , *Energy and Buildings* 29 (1999) (1999) 155–166.
- [27] M. Dell'Isola, P. Vigo, G.Ficco, L.Celenza, Report RdS Unicas-ENEA, PAR2015. “Sperimentazione e caratterizzazione metrologica dei sistemi di misura per la contabilizzazione e ripartizione del calore”. (2015).
- [28] European Commission, Directive 2014/32/EU of the European parliament and of the council of 26 February 2014 on the harmonisation of the laws of the Member States relating to the making available on the market of measuring instruments (recast), (2014).
- [29] M.L. Sanderson, H. Yeung, Guidelines for the use of ultrasonic non-invasive metering techniques, *Flow Meas Instrum*, 13 (2002) (2002) 125-142.
- [30] S. Shi, P.F. Fan, L.N. Liu, Study of ultrasonic heat meter measurement error caused by sound attenuation in different water, 10th International Symposium on Heating, Ventilation and Air Conditioning, *Ishvac2017*, 205 (2017) 4038-4044.
- [31] WELMEC, European Cooperation in Legal Metrology. MID information. Available at: <https://www.welmec.org/welmec/mid-information/> (Last accessed March 2019), in, 2019.
- [32] Repubblica Italiana, DECRETO 21 aprile 2017 , n. 93 . Regolamento recante la disciplina attuativa della normativa sui controlli degli strumenti di misura in servizio e sulla vigilanza sugli strumenti di misura conformi alla normativa, (2017).
- [33] H.M. Choi, B.R. Yoon, C.G. Kim, Y.M. Choi, Evaluation of flowmeters for heat metering, *Flow Meas Instrum*, 22 (5) (2011) 475-481.
- [34] F. Arregui, E. Cabrera Jr., R. Cobacho, J. Garcia-Serra, Key factors affecting water meters accuracy.
- [35] D. Butler, A. Abela, C. Martin, Heat meter accuracy testing, in, Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2016.
- [36] A. Weissenbrunner, A. Fiebach, S. Schmelter, M. Bar, P.U. Thamsen, T. Lederer, Simulation-based determination of systematic errors of flow meters due to uncertain inflow conditions, , *Flow Meas Instrum*, 52 (2016) (2016) 25–39.
- [37] G.Ficco, A.Frattolillo, A.Malengo, G.Puglisi, F.Saba, F.Zuena, Field verification of thermal energy meters through ultrasonic clamp-on master meters. , *Measurement* 151 (2020) (107-152) (2017).

- [38] Italian National Unification, UNI 10200. Impianti termici centralizzati di climatizzazione invernale ed acqua calda sanitaria – Criteri di ripartizione delle spese di climatizzazione ed acqua calda sanitaria (in Italian language only). (2018).
- [39] International Organisation of Legal Metrology, OIML R75-1:2002 Heat meters. Part 1: General requirements, in, 2002.
- [40] European Committee for Standardization (CEN), EN 1434-5:2016 Heat meters - Part 5: Initial verification tests, (2015).
- [41] WELMEC, Guide 11.1, 2017: Common application for utility meters, (2017).
- [42] European committee for Standardization (CEN), UNI EN 834:2013. Heat cost allocators for the determination of the consumption of room heating radiators - Appliances with electrical energy supply, in, 2013.
- [43] Italian Republic, Decreto Legislativo 18 luglio 2016, n. 141 Disposizioni integrative al decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, di attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE. (16G00153) (in Italian language only). Available at: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2016/07/25/16G00153/sg> (Last accessed March 2019), in, Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 2016.
- [44] F. Saba, V. Fericola, M.C. Masoero, S. Abramo, Experimental Analysis of a Heat Cost Allocation Method for Apartment Buildings, Buildings, 7 (1) (2017).
- [45] C. Marinari, F. Saba, F. Grisotto, M. Orio, M. Masoero, The INRiM thermo-hydraulic mock-up for thermal energy measurement devices: Design, construction and metrological characterization. , Energy Procedia 78 (2015) 2304-2309.
- [46] European Committee for Standardization (CEN), EN 442-1: Radiators and convectors - Part 1: Technical specification and requirements, in, 2014.
- [47] M. Dell'Isola, G.Ficco, B.D. Pietra, F.Saba, M.C. Masoero, A novel measurement method for accurate heat accounting in historical buildings. , Sottomesso per la pubblicazione su Measurement Journal, (2020).
- [48] European Committee for Standardization, EN 15459-14:2018 Prestazione energetica degli edifici - Sistemi di riscaldamento e sistemi di raffrescamento idronici negli edifici - Parte 1: Procedura di valutazione economica per i sistemi energetici negli edifici, Modulo M1-14, (2018).
- [49] AiCARR, La fattibilità tecnico-economica dei sistemi di contabilizzazione dei consumi di energia termica. (In Italian), in, Associazione Italiana Condizionamento dell'Aria, Riscaldamento, Refrigerazione, 2017.
- [50] L. Canale, M. Dell'Isola, G. Ficco, B. Di Pietra, A. Frattolillo, Estimating the impact of heat accounting on Italian residential energy consumption in different scenarios, Energy and Buildings, 168 (2018) 385-398.
- [51] European Committee for Standardization, EN ISO 13790 Energy performance of buildings - Calculation of energy use for space heating and cooling., (2008).

8 Abbreviazioni ed acronimi

<i>DSO</i>	Distribution system operator
<i>FER</i>	Fonte di energia rinnovabile
<i>GG</i>	gradi giorno, °C
<i>MM</i>	master meter
<i>MPE</i>	errore massimo permesso
<i>MUT</i>	meter under test
<i>PCS</i>	potere calorifico superiore del gas naturale, kJ Sm^{-3}
<i>PLC</i>	Power line carrier
<i>R</i>	tasso di interesse di mercato, %
<i>SAC</i>	Sistema di acquisizione centrale
<i>SM</i>	Smart Meter
<i>VRF</i>	Impianto ad espansione diretta a portata di refrigerante variabile
<i>VRV</i>	Impianto ad espansione diretta a volume di refrigerante variabile
<i>ZEB</i>	(nearly) Zero emission building
α	angolo di cuneo (°)
β	angolo di propagazione degli ultrasuoni attraverso la parete del tubo (°)
δL	errore della distanza tra i trasduttori (m)
ΔT	differenza di temperatura tra la sezione di flusso in entrata e in uscita del radiatore, °C
$\Delta \theta$	differenza di temperatura (K)
$\Delta \vartheta$	differenza di temperatura tra mandata e ritorno (K)
Δq	differenza di portata (m^3s^{-1})
ΔR	differenza di resistenza elettrica (Ohm)
Δh_i	differenza di entalpia (J kg^{-1})
Δt_{bf}	differenza tra i tempi di volo, s
$\Delta T_{m,ap}$	differenza di temperatura media nell'appartamento, °C
ΔT_m	differenza di temperatura media, °C
$\eta_{x,gen}$	rendimento del generatore, adimensionale
ρ	massa volumica (kg m^{-3})
τ	tempo di attraversamento del tubo e dei supporti esterni (cunei)
$\tau_n(j)$	tempo di vita utile del componente j-esimo, anni
τ_q	costante di tempo del sensore di portata (s).
τ_{qc}	costante di tempo della catena di misura del flusso nell'unità di calcolo
τ_θ	costante di tempo del modello della sonda di temperatura (s)
$\tau_{\theta c}$	costante di tempo della catena di misura della temperatura nell'unità di calcolo
ω	coefficiente di peso, adimensionale
<i>A</i>	Area della sezione trasversale della tubazione (m^2).
$a(n)$	tasso di annualizzazione
c_p	calore specifico del fluido termovettore ($\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$)
$C_{a,i}(j)$	costi annuali anno i-esimo e per componente j-esimo, €
C_I	investimento iniziale, €
c_p	velocità del suono nel materiale del tubo (m s^{-1})
c_w	velocità del suono nel materiale del cuneo (m s^{-1})
D_e	diametro esterno del tubo (m)
$f_{pv}(n)$	fattore di attualizzazione, adimensionale
<i>g</i>	l'accelerazione di gravità, (m s^{-2})
$h_{in,i}$	entalpia in ingresso alla singola unità (J kg^{-1})
$h_{out,i}$	entalpia in uscita alla singola unità (J kg^{-1})
K_q	costante di risposta statica della grandezza portata
K_θ	costante di risposta statica della grandezza temperatura
\dot{m}	portata in massa (kg s^{-1})

$m_{in,t}$	massa totale di aria in immissione in tutti gli n appartamenti (kg)
n	numero di punti di misura
n_i	numero di appartamenti nell'edificio
n_k	numero di fan coil nell'appartamento i-esimo
$n_\tau(j)$	numero di sostituzioni del componente j-esimo, adimensionale
p_s	pressione statica (Pa)
p_t	pressione totale (Pa)
$Q_{H,inv,tot}$	consumo involontario totale, kWh
$Q_{H,tot}$	consumo totale, kWh
$Q_{H,vol,tot,t}$	consumo volontario totale registrato nella stagione di riscaldamento, kWh
$Q_{H,vol,tot}$	consumo volontario totale, kWh
$q_{UR,t}$	rapporto tra consumo volontario totale e unità di ripartizione, kWh/UR
R_R	tasso di interesse reale, %
R_e	tasso di incremento del costo dell'energia, %
$R_d(i)$	tasso di sconto anno i-esimo, %
$R_d(\tau)$	tasso di sconto riferito all'anno τ , %;
R_i	tasso di inflazione, %.
r	posizione nella sezione circolare (m)
S_i	quota di ripartizione del singolo appartamento, %
S_p	spessore della parete del tubo (m)
S_w	spessore del cuneo (m)
t	periodo di calcolo, anni
t_b	tempo di volo in andata, s
t_f	tempo di volo in ritorno, s
T_{indoor}	temperatura ambiente indoor, °C
$T_{m,ap}$	temperatura media nell'appartamento, °C
T_m	temperatura media, °C
T_r	Temperatura di rugiada (K)
u	energia interna specifica del fluido ($J\ kg^{-1}$)
U_c	incertezza di taratura
U_i	incertezza di installazione
U_n	incertezza nominale
U_r	incertezza di ripetibilità
$UR_{i,j}$	unità di ripartizione di ogni fan coil dell'appartamento i-esimo, adimensionale
UR_i	somma delle unità di ripartizione di tutti i fan coil nell'appartamento, adimensionale
$UR_{tot,t}$	unità di ripartizione registrate dal sistema, adimensionale
V	volume di fluido termovettore effluente (m^3)
\dot{V}	portata in volume ($m^3\ s^{-1}$).
$V_0(j)$	valore iniziale del componente j-esimo, €
$V_{f,\tau}(j)$	valore residuo del componente j-esimo, €
V_i	volume/portata in ingresso alla singola unità (m^3)
w	velocità puntuale misurata
\bar{w}	velocità media ($m\ s^{-1}$)
x	posizione nella sezione rettangolare (m)

Appendice: Curriculum scientifico del gruppo di lavoro

Il Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica (DICeM) nasce dalla fusione del Dipartimento di Meccanica, Strutture, Ambiente e Territorio e di parte del Dipartimento di Ingegneria Industriale. Gli ambiti scientifici di riferimento sono quelli dell'ingegneria meccanica, gestionale, civile ed ambientale, nonché delle materie di base quali la fisica e la chimica. Il DICeM si occupa della didattica, della ricerca scientifica e dello sviluppo tecnologico nei seguenti settori: fisica di base; meccanica dei fluidi e dei solidi; meccanica dei materiali; salvaguardia, sviluppo e pianificazione del territorio (protezione e riqualificazione dell'ambiente); analisi e progettazione dei sistemi meccanici, degli impianti termici e delle strutture; fisica dei piccoli acceleratori per uso industriale e medicale.

Le attività di ricerca di ricerca del gruppo di lavoro di Fisica Tecnica (ING-IND/10 e ING-IND/11) e Misure Meccaniche e Termiche (ING-IND/12) sono supportate dal LAMI - Laboratorio di Misure Industriali. Il LAMI è laboratorio accreditato LAT n.105 dal 2000 nei settori umidità e pressione e poi esteso ai settori volume (di gas), velocità e misure di tempo e frequenza. Il Laboratorio è dotato delle competenze e delle attrezzature tecnico-scientifiche funzionali allo sviluppo dei progetti, anche nel quadro di collaborazioni nazionali ed internazionali, e al rilascio di qualificate consulenze a beneficio di istituzioni, enti ed industrie. Di seguito sono riportati i principali ambiti di ricerca del gruppo di lavoro:

- misura delle concentrazioni di inquinanti (polveri aero disperse),
- misure di umidità e temperatura di rugiada, pressione (relativa, assoluta e differenziale), temperatura (termometri a resistenza, termocoppie) e termografia IR;
- metrologia legale
- metrologia delle portate e termofluidodinamica
- analisi termofisica degli edifici e caratterizzazione degli impianti di condizionamento
- analisi sperimentale di problemi connessi al trasporto di energia termica e teleriscaldamento
- misura, monitoraggio e controllo nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale
- modellazione numerica di problemi termofluidodinamici complessi mediante tecniche di fluidodinamica computazionale (CFD) e Particle Image Velocimetry (PIV);

Si riportano di seguito alcuni progetti di R&S sviluppati recentemente dal gruppo di lavoro:

- MISE Industria 2015 "Efficienza Energetica", progetto EE-065, Progetto per lo Sviluppo di Sistemi per la Gestione Efficiente dei consumi energetici;
- MISE Industria 2015 progetto MI-292. Progettazione e sviluppo di un sistema di misura polifunzionale per la determinazione dei consumi energetici;
- MIUR PRIN 2015 "Riqualificazione del Parco Edilizio esistente in ottica NZEB (Nearly Zero Energy Buildings): Costruzione di un network nazionale per la ricerca".
- Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ed il Sistema Idrico (AEEGSI). Supporto tecnico in materia di misura e contabilizzazione individuale del calore/freddo/acqua calda sanitaria nei settori del teleriscaldamento e teleraffreddamento.
- SNAM Spa. Analisi del Gas Non Contabilizzato (GNC) nella rete di trasporto del gas naturale di SNAM: analisi storica e statistica e azioni per il miglioramento delle prestazioni di misura ai fini del contenimento del GNC. Dal 2019
- TAG GmbH (Vienna, Austria). Analysis of Lost and Unaccounted for Gas (LAUF) in the natural gas transmission network of TAG GmbH: statistical, historical and literature analysis and development of potential actions to improve measurement performance and lower LAUF. Dal 2019

- ENEA “Advanced tools to assess and mitigate the criticalities of ICT components and their dependencies over critical infrastructures” (Horizon 2020, Progetto Atena).
- ENEA Accordo di Programma con il MiSE, Ricerca di Sistema: i) PAR2014. “Analisi e caratterizzazione metrologica dei sistemi di misura delle reti termiche distribuite”, ii) PAR2015. “Sperimentazione e caratterizzazione metrologica dei sistemi di misura per la contabilizzazione e ripartizione del calore”, iii) PAR2016. “Analisi dei benefici energetici ottenibili attraverso l’utilizzo dei sistemi di contabilizzazione e ripartizione del calore sul territorio nazionale”, iv) PAR2017. “Ottimizzazione e miglioramento dei sistemi di contabilizzazione e dei metodi di ripartizione del calore”, v) PAR2018. “Sviluppo di un software per l’analisi della fattibilità tecnica ed economica dei sistemi di contabilizzazione individuale dei consumi di ACS”.

Di seguito si riporta un breve curriculum vitae degli autori del presente rapporto di ricerca.

Marco Dell’Isola, Laureato con lode in Ingegneria Meccanica presso la Facoltà di Ingegneria dell’Università di Napoli “Federico II”. È Professore Ordinario Settore Scientifico Disciplinare ING/IND-10 Fisica Tecnica Industriale nonché membro del Consiglio di Amministrazione dell’Università di Cassino e del Lazio Meridionale. È stato Direttore del Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica (DICEM), Preside Vicario della Facoltà di Ingegneria, Presidente del Corso di Studi in Ingegneria Meccanica, Delegato del Rettore alle problematiche energetiche e membro del Senato Accademico. È Membro del Comitato Settoriale di Accreditamento Organismi Notificati di ACCREDIA, Coordinatore del Comitato tecnico CT271 “Contabilizzazione del calore” del CTI, Membro del Consiglio Direttivo di AICARR. Le sue attività di ricerca fanno riferimento agli ambiti della sostenibilità energetica ed ambientale e della metrologia delle grandezze termofluidodinamiche, e in particolare a: i) le tecniche di diagnosi energetica ed ambientale in riferimento ai modelli ed alla metodiche di misura; ii) la misura del benessere e dello stress termico approfondendo le problematiche di caratterizzazione e taratura della strumentazione di misura; iii) l’applicazione di modelli di “governance” per lo sviluppo sostenibile del territorio e la pianificazione strategica per lo sviluppo dei sistemi produttivi; iv) gli aspetti energetici e fluidodinamici dei sistemi di aspirazione locale e dei sistemi per il risparmio energetico; v) le fonti rinnovabili di energia; vi) la misura dell’umidità, della pressione, della velocità e della portata; vii) l’analisi dell’incertezza di misura, la progettazione degli esperimenti e la modellazione numerica di sistemi di misura. È autore e coautore di oltre 150 lavori scientifici pubblicati su riviste nazionali ed internazionali e presentati a congressi e conferenze.

Giorgio Ficco è laureato con lode in Ingegneria Meccanica presso la Facoltà di Ingegneria dell’Università di Cassino e Dottore di Ricerca in Ingegneria Meccanica presso la stessa Università. È stato Responsabile del Laboratorio Accreditato di Prove e Taratura del Palmer Scarl di Latina. Attualmente è Professore Associato per il settore ING-IND/12 Misure Meccaniche e Termiche presso il DICEM, Dipartimento di Ingegneria Civile e Meccanica dell’Università di Cassino e del Lazio Meridionale, dove è Docente dei corsi di Misure Industriali e Misure Meccaniche e Termiche. Le attività di ricerca sviluppate sono riconducibili principalmente ai seguenti ambiti: i) Misure Meccaniche e Termiche, ii) Metrologia Legale, iii) Misura della portata di fluido, iv) Misura delle prestazioni energetiche degli edifici, v) Misura e contabilizzazione dei consumi energetici, vi) Misura dell’Inquinamento Ambientale. È autore di circa 100 pubblicazioni su primarie riviste scientifiche e negli atti di convegni nazionali ed internazionali.

Laura Canale è laureata con lode in Ingegneria Meccanica presso la Facoltà di Ingegneria dell’Università di Cassino, ammessa a sostenere l’esame finale per il conseguimento del titolo di Dottore di Ricerca in Ingegneria Meccanica presso la stessa Università. Attualmente è titolare di un assegno di ricerca per il settore ING-IND/10 “Fisica tecnica industriale” presso il Dipartimento di Ingegneria dell’Università degli Studi Napoli “Parthenope”. Le attività di ricerca sviluppate sono riconducibili principalmente ai seguenti ambiti: i) Fisica tecnica industriale ed ambientale, ii) Misura, analisi e monitoraggio delle prestazioni energetiche degli edifici, iii) Misura e contabilizzazione dei consumi energetici. È autrice di circa 10 pubblicazioni su primarie riviste scientifiche e negli atti di convegni nazionali ed internazionali.