

SPERIMENTAZIONI MULTISERVIZIO

RAPPORTO DI DETTAGLIO DEI RISULTATI

VERSIONE: ELABORATO v.1.1

Elaborato da:

Aragon Partners srl

www.aragonpartners.it

Committente:

ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente)

Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling

Riferimento: CIG Z9724F54F4.

Giugno 2019

Sommario

PREMESSA	1
EXECUTIVE SUMMARY	3
1 INTRODUZIONE	7
2 CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE	8
2.1 CARATTERISTICHE DEI PROGETTI MULTISERVIZIO REALIZZATI.....	8
2.2 IL RUOLO DELL'OPERATORE TERZO NELLA CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA.....	10
2.2.1 <i>Modelli organizzativi sperimentati</i>	10
2.2.2 <i>Livelli di integrazione dell'infrastruttura di rete e dei sistemi centrali</i>	11
2.2.3 <i>La condivisione delle infrastrutture di rete</i>	15
3 EVIDENZE DELLA FASE REALIZZATIVA	20
3.1 PROBLEMATICHE RISCONTRATE DURANTE L'INSTALLAZIONE MASSIVA DEI CONTATORI.....	20
4 RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE	25
4.1 DISPONIBILITÀ DEI SERVIZI.....	25
4.2 AFFIDABILITÀ DEL SERVIZIO DI ACQUISIZIONE SPONTANEA DELLA TELELETTURA.....	27
4.3 RAGGIUNGIBILITÀ DEI CONTATORI O SENSORI/ATTUATORI.....	28
4.4 TELEGESTIONE.....	30
4.5 REGISTRO ALLARMI.....	32
4.6 INTERVENTI ON-SITE.....	34
4.7 REGISTRO BATTERIE.....	36
5 ECONOMICITÀ DELLE SOLUZIONI PROPOSTE	40
5.1 COSTI SOSTENUTI DAI PROGETTI E VALUTAZIONI IN MERITO.....	40
6 ANALISI DI COMPLETEZZA DEL REPORTING PERIODICO	47
6.1 CALENDARIO DEL REPORTING PERIODICO.....	47
6.2 REPORTING <i>ROLL-OUT</i>	47
6.3 REPORTING ESERCIZIO.....	48
6.3.1 <i>Progetto IRETI</i>	48
6.3.2 <i>Progetto INRETE</i>	49
6.3.3 <i>Progetto ReteGas Bari</i>	49
6.3.4 <i>Progetto Megareti</i>	50
6.3.5 <i>Progetto Comune di Isera</i>	50
6.3.6 <i>Progetto SED</i>	51
7 I PROGETTI ORIGINARIAMENTE PROPOSTI	52
7.1 PROGETTO IRETI NEI COMUNI DI GENOVA, PARMA E REGGIO EMILIA.....	52
7.2 PROGETTO INRETE NEL COMUNE DI MODENA.....	54

SOMMARIO

7.3	PROGETTO RETEGAS BARI SPA NELLA CITTÀ DI BARI.....	56
7.4	PROGETTO MEGARETI SPA NELLA CITTÀ DI VERONA	58
7.5	PROGETTO COMUNE DI ISERA	59
7.6	PROGETTO SALERNO ENERGIA DISTRIBUZIONE	62
8	RIFERIMENTI NORMATIVI	64
8.1	DELIBERE.....	64
8.2	DETERMINE.....	65
9	ACRONIMI UTILIZZATI NEL DOCUMENTO	66
10	ELENCO FIGURE E TABELLE.....	67
11	RINGRAZIAMENTI.....	69

Premessa

Con la deliberazione 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità o ARERA) ha avviato una sperimentazione di condivisione in logica multiservizio dell'infrastruttura di comunicazione relativa allo *Smart metering*, con riferimento particolare al servizio di misura del gas naturale e ad altri servizi di pubblica utilità rientranti nelle competenze regolatorie dell'Autorità, nonché ad ulteriori servizi non regolati, comunque di interesse pubblico.

Nel corso degli anni di sperimentazione si possono evidenziare alcuni cambiamenti rilevanti, in particolare:

- i settori di competenza dell'Autorità sono aumentati e ora comprendono energia elettrica, gas, servizi idrici, ciclo dei rifiuti e teleriscaldamento/teleraffrescamento;
- si è sviluppato ulteriormente il Sistema Informativo Integrato (SII) per i settori dell'energia elettrica e del gas, diventando canale privilegiato per la condivisione dei dati di misura fra soggetti responsabili della raccolta del dato (gestori/distributori) e venditori. A tendere sarà sviluppato un canale di comunicazione anche con il cliente finale (portale consumi energetici) e potrebbe essere allargato agli altri settori regolati;
- lato infrastrutturale, è proseguita la sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori *smart* teleletti e telegestiti sia nel settore gas (a fine 2018, orientativamente 8 milioni su circa 20 milioni, con obiettivo raggiungere l'85% del parco entro 2020 per le grandi imprese¹), sia nel settore elettrico, dove e-distribuzione nel frattempo ha iniziato l'implementazione della seconda generazione (a fine 2018, circa 7 milioni² di contatori 2G su poco più di 30 milioni);
- collegata alla diffusione dei misuratori *smart* sta evolvendo la normativa tecnica UNI-CIG (per il contatore gas in particolare la norma UNI/TS 11291) e CEI (per il contatore elettrico in particolare la norma relativa al canale cd *chain 2* CEI TS 13/82-83-84-85) per tenere conto della continua evoluzione della rete di telecomunicazione;
- con riferimento alla rete di telecomunicazione che garantisce la funzione principale di raccolta del dato di misura (cd *chain 1*):
 - o i distributori gas stanno implementando nell'ambito del *Roll-out* reti di telecomunicazioni punto-punto (GSM/GPRS) e reti punto-multipunto (radio frequenza 169 MHz), sia realizzando tali reti in proprio (*make*), sia affidandosi a operatori terzi per la fornitura del servizio (*buy*), spesso in configurazione *mista*;
 - o i distributori elettrici nel frattempo stanno iniziando ad attrezzare le proprie cabine secondarie con concentratori in grado di raccogliere i dati provenienti dai contatori 2G dotati di due canali di comunicazione indipendenti³; a tal proposito, si rileva che e-

¹ Delibera 554/2015/R/Gas del 20 novembre 2015.

² Dato riportato nell'Appendice 7 del Documento per la consultazione 100/2019/R/eel.

³ Nell'Allegato A alla delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, fra le funzionalità che devono essere assicurate dai sistemi di *smart metering* di seconda generazione nel settore elettrico è prevista in particolare la seguente: "[R-5.01] Canali per "chain 1" (telelettura/telegestione) - Disponibilità di due canali indipendenti per la "chain 1" con tecnologia scelta dall'impresa distributrice, nel rispetto dei seguenti vincoli per motivi di intercambiabilità in caso di passaggi di concessione tra imprese distributrici:

- distribuzione (che copre l'85% dell'utenza in bassa tensione) sta installando in particolare concentratori che avranno sia il canale PLC in banda A, sia il canale in radio frequenza a 169 MHz; tale secondo canale rappresenta da una parte un canale di *back-up* per i contatori elettrici, dall'altro un possibile punto di raccolta dati che potrebbe fungere da *hub* in ottica multiservizio⁴ pur avendo protocolli di comunicazione diversi⁵;
- alcuni gestori degli altri servizi di pubblica utilità si sono già attivati per raccogliere dati e misure dalle proprie reti; tali settori potrebbero in futuro beneficiare delle reti già realizzate dagli altri settori.
 - nel settore elettrico, oltre al canale *chain 1* fra contatore e centro di telelettura/telegestione, è stato sperimentato con successo un canale di comunicazione fra contatore e applicazioni domestiche (*chain 2*) che potrebbe essere anche utile in ottica di multiservizio (per dati non validati e più frequenti). Tale canale di comunicazione è già abilitabile presso i clienti finali dotati di contatore 2G.

In generale, il coordinamento fra le regolazioni dei settori in ottica sinergica multiservizio per le attività di misura può dare luogo ad economie di scopo e portare efficienza nella copertura dei costi, oltre ad evitare una sovra-strutturazione delle reti di telecomunicazione.

Il presente documento rappresenta un'utile base di dati e informazioni per le future evoluzioni dei servizi di misura offrendo una lettura dei risultati acquisiti nei rapporti periodici forniti dai progetti di sperimentazione multiservizio che tiene conto dell'assetto in evoluzione.

Se non diversamente indicato per esigenze di redazione, i progetti sono ordinati in termini di numerosità decrescente di punti messi in esercizio.

-
- *nel caso di utilizzo di PLC lungo la catena di comunicazione "chain 1": utilizzo di banda A con protocollo standard, unificato a livello nazionale;*
 - *nel caso di utilizzo di banda non licenziata con radiofrequenza 169 MHz: protocollo a livello fisico rispondente a quanto stabilito per l'utilizzo di tale frequenza per lo smart metering gas;*
 - *nel caso di altre tecnologie: utilizzo di reti TLC pubbliche o di protocolli standard disponibili sul mercato che garantiscano la possibilità di subentro di un'altra impresa distributrice alle medesime condizioni."*

⁴ Nella medesima delibera 87/2016/R/eel, l'Autorità al momento rinvia tale possibilità, ritenendo che:

- *"l'eventuale utilizzo, da parte delle imprese distributrici di energia elettrica, della tecnologia di comunicazione RF 169, qualora impiegata per rispettare il requisito di multicanalità, di cui all'Allegato A, R-5.01, debba essere limitato all'acquisizione di dati di misura dell'energia elettrica;*
- *sia opportuno rinviare la valutazione delle possibilità che le imprese distributrici di energia elettrica possano utilizzare la suddetta tecnologia di comunicazione RF 169 per fornire servizi di acquisizione delle misure gas o di altri servizi di pubblica utilità, allo scopo di effettuare verifiche sia di natura tecnica sia di natura concorrenziale."*

⁵ Il canale RF 169 MHz viene utilizzato infatti nel settore gas con protocollo standard a norma UNI/TS 11291, nel settore elettrico *chain 2* a norma CEI TS 13/85 e per la parte *chain 1* e-distribuzione (unico distributore che ha ad oggi implementato la 2G) utilizza un ulteriore protocollo aperto "*Meters And More*" (creato dall'omonima associazione).

Executive summary

Nell'ambito di una iniziativa risalente al settembre 2013, i sei progetti di sperimentazioni multiservizio promossi nel luglio 2014 dall'Autorità, realizzati e gestiti nel corso del periodo 2014-2018 hanno permesso di ottenere interessanti risultati pratici, sintetizzabili come segue:

- la dimostrazione dell'effettiva fattibilità tecnica/tecnologica della condivisione dell'infrastruttura di comunicazione e dell'infrastruttura centrale dei sistemi informativi da parte di diversi servizi di pubblica utilità;
- l'esperienza "in campo" dei modelli di assetto (o *governance*), con gradi diversi di coinvolgimento del soggetto terzo (Operatore Terzo *Carrier*), nella gestione del dato di misura, garantendo al contempo un'interazione ordinata, legittima, tutelando la concorrenza fra gli operatori coinvolti;
- il potenziale di economicità della condivisione conseguibile attraverso economie di scala e un ruolo attivo da parte del regolatore.

Fattibilità tecnica/tecnologica

Più in dettaglio, i progetti hanno riguardato la messa in servizio di più di 53 mila punti di misura/sensori e riguardato 14 servizi differenti, per un totale di 35 sperimentazioni territoriali, con tecnologie solo talvolta coincidenti tra loro. Hanno pertanto rappresentato modelli realizzati di effettiva interazione tra più soggetti con conseguenti esperienze organizzative e procedurali.

Le piattaforme informatiche multiservizio realizzate attraverso opportune partizioni fisiche e/o logiche dei dati hanno permesso di garantire elevati standard di sicurezza e riservatezza ai titolari dei servizi.

La fase di *Roll-out* dei progetti (Ottobre 2014-Luglio 2016) ha messo in luce alcune evidenze significative:

- l'importanza di un'attività di supporto di *back-office* per la gestione degli appuntamenti con i clienti finali, specialmente per i contatori non accessibili: rilevante è il dato per cui il 19,3% dei contatori gas non accessibili abbiamo avuto la necessità di un ulteriore appuntamento personalizzato con il cliente finale per completare la sostituzione;
- i distributori del gas si sono dotati di procedure operative non omogenee tra loro per l'attività di sostituzione dei contatori gas. Un esempio su tutti è il requisito di presenza del cliente finale durante l'attività di sostituzione del contatore: per alcuni distributori la presenza non è necessaria, per altri è considerata *conditio sine qua non* per l'esecuzione dell'attività;
- relativamente agli interventi sui contatori dell'acqua, da segnalare che, nonostante un'attività preliminare svolta dagli esercenti con l'obiettivo di scartare dall'ambito della sperimentazione gli impianti cliente più problematici dal punto di vista dell'intervento da effettuare, il 5% degli ordini di lavori è risultato comunque abortito a causa della non idoneità dell'impianto all'adeguamento.

Pur non rientrando negli obiettivi specifici della deliberazione dell'Autorità, durante il biennio di esercizio (Agosto 2016-Luglio 2018), i progetti hanno conseguito confortanti risultati di *performance*

EXECUTIVE SUMMARY

relativamente ai servizi realizzati e gestiti, in particolare per quanto riguarda i livelli di raggiungibilità dei sensori/misuratori dei vari servizi:

- nel servizio gas, si passa da un valore oltre il 90% (ovvero il 80%) per un'affidabilità intesa come almeno una lettura nel mese (ovvero 50% delle letture), a valori decisamente più bassi (tra il 20% e il 50% quando gli obiettivi di *performance* si fanno più sfidanti (90/95/100% di letture nel mese); il dato di *performance* registrato sembra comunque coerente con un obiettivo di trasmissione di dati con frequenza mensile, anche con dettaglio giornaliero;
- nel servizio acqua, pur nei limiti di soluzioni sperimentali (adattamento di contatori 868Mhz con configurazione *walk-by* e uso di traslatori come oggetti di prossimità di rete; utilizzo di *add-on* 169Mhz su contatori tradizionali esistenti direttamente attestati ai concentratori del gas) si registra una netta differenza di prestazioni di raggiungibilità a vantaggio della soluzione a 868Mhz;
- gli altri servizi minori, pur con numerosità di punti marginali rispetto al gas e all'acqua, si sono attestati intorno al 90% di disponibilità.

Nel corso dei due anni di esercizio, è interessante anche l'andamento decrescente nel tempo dell'incidenza degli interventi *on-site* sul parco dei contatori installati da parte degli esercenti/distributori: il valore passa da un iniziale 15% rispetto al parco installato ad un 3% tendenziale annuo nel servizio gas; da un 17% del parco installato ad un tendenziale 6% annuo nel servizio acqua. La maggior parte di questi interventi è dovuta alla mancata trasmissione da parte dei contatori messi in funzione. Nel servizio gas sono ancora relegati a fenomeni sporadici gli interventi sul campo dovuti alla gestione dei numerosi messaggi di allarme provenienti dai contatori. La presenza di oltre il 50% di allarmi classificati nella voce "allarmi generici" rende il tema degli allarmi un ambito su cui sarebbe opportuno effettuare ulteriori approfondimenti.

Gli interventi *on site* sugli apparati di rete da parte degli Operatori Terzi registrano un iniziale 33% rispetto agli apparati installati nel primo anno, che poi si riduce al 17% nel secondo anno.

Anche l'analisi del "registro batteria" dei contatori gas, effettuata su un campione di 48 apparati lungo i due anni di esercizio, ha consentito di ottenere interessanti informazioni. Il registro batteria non è una misura dell'effettivo grado di consumo della batteria, bensì è un parametro di confronto dell'effettivo funzionamento della componente non metrologica del contatore rispetto allo specifico profilo standard previsto dal costruttore nei 15 anni di vita utile. La maggior parte dei contatori confermano la bontà della stima del profilo standard, pur registrando la prevalenza di contatori con un leggero sovra utilizzo delle funzioni non metrologiche. Questo fenomeno può essere sicuramente spiegato dal fatto che, dopo le installazioni avvenute prevalentemente nel biennio 2014-15 (periodo in cui i contatori in commercio hanno dimostrato una scarsa maturità tecnologica e forse anche i distributori una scarsa esperienza nel gestirli), sono stati necessari numerosi interventi correttivi da remoto (aggiornamento *firmware* e/o riconfigurazioni) che ne hanno sollecitato più del previsto la componente non metrologica.

Probabilmente non è azzardato attendersi nel corso degli anni un generale miglioramento del dato relativo al "registro batteria" grazie alla combinazione di più eventi:

- minore frequenza di aggiornamenti del *firmware* da remoto (post installazione) grazie alla maggiore maturità tecnologica dei contatori e conseguentemente stabilità della componente *firmware*;
- minore frequenza al ricorso a riconfigurazioni da remoto da parte dei distributori, grazie alla maggiore esperienza nella gestione delle procedure di configurazione iniziali;
- maggiore capacità gestionale da parte dei distributori a favore dell'ottimizzazione delle operazioni svolte dai contatori in campo, anche grazie all'ausilio di strumenti e procedure dedicati.

Modello di governance

Passando al modello organizzativo di *governance*, si può affermare che in tutti i progetti il soggetto terzo rientra nella definizione data dalla delibera di "Operatore Terzo *Carrier*", che prevede la raccolta dei dati da parte di un soggetto terzo rispetto ai distributori/esercenti, pur con gradi diversi di coinvolgimento nella gestione del dato di misura. Di contro, il modello di "Operatore Terzo *Agente*" che prevede, anche l'eventuale validazione di tali dati e il loro successivo "trasferimento" ai rispettivi distributori/esercenti da parte del soggetto terzo, non sembra risultare un'opzione auspicabile dai distributori/esercenti (ciò indipendentemente dalla dimensione dell'impresa).

L'Operatore Terzo, gestore delle infrastrutture condivise dai vari esercenti, ne è spesso proprietario. I livelli di servizio erogati sono stati per lo più stabiliti in via informale, con un approccio a *best effort*.

In una logica di estensione dell'esperienza sperimentale a una situazione di servizio effettivo, è evidente la necessità di formalizzare gli opportuni contratti per la definizione delle priorità di intervento/risposta/reazione, e soprattutto per la ripartizione degli oneri specifici e generali del servizio.

Economicità delle soluzioni

Ragionando in termini qualitativi sui vantaggi della condivisione, è indubbio che la presenza di una infrastruttura di comunicazione aperta e una infrastruttura informatica basata su sistemi centrali progettati con l'ottica di accogliere e gestire correttamente i dati di vari servizi (es. segregazione e protezione dei dati a tutela della *privacy* e della concorrenza), entrambi gestiti da un Operatore Terzo, rappresenta un duplice vantaggio: da un lato l'opportunità di favorire l'accesso a nuovi servizi "*smart*" da rendere disponibili alla collettività e al territorio (benefici marginali maggiori dei costi marginali per l'estensione del servizio ad altri settori di pubblica utilità), dall'altro migliorare l'efficienza del servizio di misura per i settori già operativi.

Sicuramente l'effettiva economicità è da ricercarsi con economie di scala conseguibili con realizzazioni su più larga dimensione e di più ampio respiro temporale rispetto a quanto si è potuto concretizzare attraverso i progetti di sperimentazione multiservizio. Tuttavia, i costi rappresentati dai progetti già ne fanno intravedere il potenziale di economicità e la correlazione con i diversi modelli di integrazione e condivisione implementati. Tali considerazioni trovano supporto anche nelle seguenti evidenze:

- a. il tetto alla componente tariffaria per gli investimenti centralizzati relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori rapportata all'anno 2014 (inizio delle

sperimentazioni) attraverso un esercizio di stima teorico sui 15 anni di vita, supporrebbe una copertura efficiente del capitale per un investimento massimo di circa 50 euro a punto di misura gas messo in servizio, valore che conferma lo spazio di opportunità per l'economicità della soluzione multiservizio che, nei progetti di sperimentazione, si attesta mediamente a 42 euro/punto (anche se con range molto variabili: 12,60 euro ÷ 74,60 euro/punto);

b. contrariamente alla componente relativa agli investimenti, il costo operativo annuo sostenuto dagli Operatori Terzi, laddove rappresentato correttamente con costi realmente sostenuti e costi stimati, risente in maniera più decisa della mancanza di economie di scala e della natura sperimentale dei progetti; con un valore medio pari a 6,80 euro/punto/anno (anch'esso con range molto variabili: 3,69 ÷ 14,38 euro/punto/anno), esso è ben lontano dal valore di riferimento della componente tariffaria raccolta $t(rac)_t^{ope}$ pari a 3,20 euro/punto/anno.

Concludendo, il modello multiservizio è un interessante esempio di come soluzioni con potenziale di mercato e rischi tecnologici e gestionali possano essere stimolate attraverso un ruolo attivo da parte del regolatore. Il fatto che i risultati ottenuti diventino patrimonio condiviso e come tali vengano messi a disposizione di tutti gli operatori può essere un valido stimolo all'evoluzione del mercato.

Come tutte le sperimentazioni, anche questa risente ovviamente dei limiti temporali e territoriali specifici nei quali si sono realizzati i progetti, tuttavia riteniamo che i risultati siano una valida base di esperienza su cui poter procedere a successivi approfondimenti.

1 Introduzione

Il presente documento rappresenta parte del deliverable previsto dal capitolato tecnico della procedura di affidamento diretto del servizio di assistenza tecnica specialistica agli uffici della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità⁶. Lo scopo dell'affidamento è "la predisposizione di elaborati di valutazione dei risultati di sintesi dei sei progetti di sperimentazione multiservizio promossi dalla deliberazione 19 settembre 2013, 393/2013/R/gas, corredato da una analisi statistica dei principali indicatori di funzionamento contenuti nel rapporto di fine *Roll-out* e nei cinque rapporti di esercizio biennale prodotti per ciascuno dei sei progetti alla luce delle disposizioni di cui alla determinazioni 31 marzo 2015 DIUC 5/2015 e 31 gennaio 2018 DIEU n. 1/2018".

I sei progetti, in ordine decrescente di numerosità dei punti messi in esercizio, sono stati:

1. PROGETTO IRETI NEI COMUNI DI GENOVA, PARMA E REGGIO EMILIA (DI SEGUITO IRETI)
2. PROGETTO INRETE NEL COMUNE DI MODENA (DI SEGUITO INRETE)
3. PROGETTO RETEGAS BARI SPA NELLA CITTÀ DI BARI (DI SEGUITO RETEGAS BARI)
4. PROGETTO MEGARETI SPA NELLA CITTÀ DI VERONA (DI SEGUITO MEGARETI)
5. PROGETTO COMUNE DI ISERA (DI SEGUITO ISERA)
6. PROGETTO SALERNO ENERGIA DISTRIBUZIONE (DI SEGUITO SED)

Lo scopo finale del documento è la verifica dell'effettivo conseguimento degli obiettivi originari della sperimentazione elencati nella delibera 393/2013/R/Gas all'art.2 e qui di seguito sintetizzati:

- fattibilità tecnica/tecnologica della condivisione da parte di diversi servizi dell'infrastruttura di comunicazione utilizzata per la telelettura/telegestione dei gruppi di misura del gas di classe inferiore o uguale a G6;
- esperienza "in campo" dei modelli di assetto (o *governance*), ovvero di un'interazione ordinata, legittima e che tuteli la concorrenza in presenza di servizi liberalizzati, fra gli operatori coinvolti laddove i diversi servizi che fruiscono della medesima infrastruttura di telelettura/telegestione siano gestiti da soggetti diversi;
- economicità delle soluzioni proposte anche in funzione delle modalità di condivisione della infrastruttura/servizio e del relativo investimento.

Tale verifica è ottenuta attraverso un'analisi puntuale dei dati rappresentati nei rapporti ricevuti dai sei progetti e dalla estrapolazione delle *lessons learned* riportate dai vari operatori. Queste ultime sono evidenziate graficamente nel corso del documento in speciali riquadri con indicazione puntuale delle fonti documentali da cui sono tratte.

Nel documento è anche presente una sezione che riassume il grado di completezza del reporting prodotto dai progetti nel rispetto degli impegni assunti verso ARERA in fase di adesione alla sperimentazione.

2 Condivisione dell'infrastruttura di comunicazione

Dai risultati conseguiti nella fase di *Roll-out* e nella successiva fase di Esercizio si desume la effettiva fattibilità tecnica/tecnologica dei progetti multiservizio basati sulla condivisione dell'infrastruttura di comunicazione e dell'infrastruttura centrale dei sistemi informativi.

Ben 14 sono i servizi messi in esercizio per un totale di 35 realizzazioni.

Nei 6 progetti di sperimentazione, per i due anni di Esercizio, la disponibilità dei servizi è risultata sostanzialmente garantita anche grazie ad interventi in campo sull'infrastruttura in carico agli Operatori Terzi finalizzati al mantenimento dei livelli di servizio pattuiti con i loro esercenti/distributori coinvolti nei progetti.

I 6 progetti, da punto di vista della condivisione delle infrastrutture tra i vari servizi, presentano realizzazioni con peculiarità tra loro differenti, pur rientrando tutte nella fattispecie prevista da ARERA di Operatore Terzo. Pertanto, essi rappresentano modelli realizzati di effettiva interazione tra più soggetti con conseguenti esperienze organizzative e procedurali, più o meno formalizzate, che hanno dovuto affrontare e risolvere temi di titolarità e protezione dei dati. I dettagli delle singole realizzazioni sono riportati nello specifico capitolo "I progetti originariamente proposti".

La validità del modello di *governance* è stata poi valutata non solo in termini di fattibilità tecnica, ma anche in relazione alla sicurezza e gestione dei dati (integrità, riservatezza, concorrenzialità), come richiamato all'art. 5 della delibera 393/2013/R/Gas. Quest'ultimo è un elemento desumibile dalla lettura dei rapporti di fine *Roll-out* dove vengono descritte le architetture dei sistemi centrali, le politiche di accesso e di partizione delle basi dati tra i vari soggetti partecipanti alle sperimentazioni, laddove esplicitate.

2.1 CARATTERISTICHE DEI PROGETTI MULTISERVIZIO REALIZZATI

La fase di realizzazione dei progetti (*Roll-out*) è durata 21 mesi rispetto ai 12 mesi inizialmente previsti dalla Delibera 393/2013/R/gas.

La causa dello slittamento dei termini è da imputare principalmente a difficoltà di approvvigionamento dei contatori gas e all'allungamento delle attività di collaudo prima della messa in campo degli stessi; per il resto dei servizi messi in campo, non sono segnalate particolari ritardi nonostante le difficoltà di specificazione e realizzazione di eventuali prototipi e di integrazione dei servizi.

Visti nella loro globalità, i 6 progetti di sperimentazione che in fase di proposta includevano 16 servizi, al termine della fase di realizzazione (fine *Roll-out*, luglio 2016) hanno riguardato più di 53 mila punti terminali di misura e 14 servizi, in particolare:

- 5 rivolti all'utenza residenziale:

⁶ Avviso pubblico di indagine esplorativa DAGR 219 del 21 settembre 2018 e con successiva assegnazione da Determinazione DAGR 292 del 21 novembre 2018

CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE

- *Smart metering* distribuzione gas
- *Smart metering* distribuzione idrica
- *Smart metering* distribuzione energia elettrica
- *Smart metering* teleriscaldamento
- *Smart metering* gestione energetica (raffrescamento, acqua calda/fredda sanitaria)
- 8 rivolti a gestori servizi pubblici:
 - Gestore illuminazione pubblica: telegestione degli impianti di illuminazione pubblica
 - Gestore igiene ambientale: sensore di riempimento dei cassonetti di raccolta di rifiuti
 - Gestore rete idrica: sensore per il controllo remoto della carenza di pressione presso gli idranti VVF
 - Gestore rete idrica: *water smart grid*
 - Gestore impianto di teleriscaldamento: *heating smart grid*
 - Gestore impianti termici: telecontrollo impianti termici e *submetering* elettrico degli impianti
 - Enti locali/Comuni: sensore di rumore per il controllo remoto del superamento soglia di quiete pubblica
 - Enti locali/Comuni: comando remoto attivazione/disattivazione di parcheggi pubblici
- 1 rivolto ad altri soggetti:
 - Comando remoto di attivazione del telesoccorso

Tabella 1 – Sinottico servizi sperimentati e numerosità

Sinottico dei Progetti di sperimentazione Multiservizi 393/2013/R/gas				
Servizio	PROPOSTA ORIGINARIA	FINE ROLLOUT		ESERCIZIO
	2014	2016		2017/2018
	punti inizialmente previsti nei progetti	punti confermati dai progetti a conclusione del Rollout	punti messi in servizio a fine Roll-out	punti effettivamente gestiti
UTENZA DOMESTICA				
gas	35.868	39.254	37.835	42.025
acqua	11.367	11.022	9.289	10.669
energia elettrica	1.874	1.950	1.945	2.267
teleriscaldamento	704	663	637	663
gestione energetica (raffrescamento, acqua calda sanitaria)	95	119	69	119
GESTORE SERVIZI PUBBLICI				
illuminazione pubblica	173	100	65	85
pressostato idranti vvf	5	3	-	3
sensore quiete pubblica	5	2	-	2
igiene ambientale raccolta rifiuti	165	114	104	100
telecontrollo impianti termici e submetering elettrico	40	40	-	16
water smart grid	29	16	14	13
smart grid heating	17	25	-	24
parcheggi pubblici	200	200	-	200
ALTRI SOGGETTI				
telesoccorso	80	80	-	80
telegestione impianto Fotovoltaico	1	-	-	-
telegestione impianto Produzione idrogeno	1	-	-	-
altri punti (valore aggregato)			415	-
Totale	50.624	53.588	50.373	56.266
SOMMA DEI SERVIZI PRESENTI NEI SINGOLI PROGETTI	38		35	32
NUMERO DEI SERVIZI UNIVOCI PRESENTI	16		14	14

I servizi di Telegestione impianto fotovoltaico e di Impianto produzione idrogeno non sono stati realizzati, non tanto per problematiche tecniche, bensì a causa di vicissitudini aziendali esogene alla sperimentazione che hanno coinvolto i proponenti.

I 14 servizi realizzati sono rappresentati a loro volta da 35 sperimentazioni territoriali che presentano tecnologie solo talvolta coincidenti tra loro.

CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE

Tabella 2 – Tecnologie sperimentate

Servizio	Numero sperimentazioni	Livello fisico di comunicazione
Smart metering distribuzione gas	6	169Mhz ⁷
Smart metering distribuzione idrica	6	169Mhz, 868Mhz
Smart metering distribuzione energia elettrica	4	169Mhz, 868Mhz, GPRS, PLC
Smart metering teleriscaldamento	4	169Mhz, 868Mhz
Smart metering gestione energetica (raffrescamento, acqua calda sanitaria)	2	169Mhz
Telegestione degli impianti di illuminazione pubblica	4	169Mhz, PLC
Riempimento dei cassonetti di raccolta di rifiuti	2	169Mhz
Pressione presso gli idranti VVF	1	868Mhz
Water Smart grid	2	169Mhz
Heating Smart grid	1	868Mhz
Telecontrollo impianti termici e submetering elettrico degli impianti	1	169Mhz
Superamento soglia di quiete pubblica	1	868Mhz
Parcheggi pubblici	1	169Mhz
Telesoccorso	1	169Mhz
Totale	35	

2.2 IL RUOLO DELL'OPERATORE TERZO NELLA CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA

2.2.1 Modelli organizzativi sperimentati

La delibera 393/2013 prevedeva la possibilità di selezionare il modello organizzativo preferito tra due ipotesi alternative basate sulla presenza dell'Operatore Terzo: *"I progetti pilota dovranno essere realizzati tramite un Operatore Terzo che ha la proprietà e gestisce l'infrastruttura multi-servizio di comunicazione"*⁸

Relativamente alla definizione di Operatore Terzo la delibera rendeva esplicita le definizioni:

- *il modello "Con operatore terzo Carrier", che prevede la gestione della mera comunicazione da parte di un operatore di telecomunicazioni che ricopre il ruolo di mero "carrier provider";*
- *il modello con "Con operatore terzo Agente", che prevede la raccolta dei dati da parte di un soggetto terzo rispetto ai distributori/ esercenti, l'eventuale validazione di tali dati e il loro successivo "trasferimento" ai rispettivi distributori/ esercenti"*⁹

I modelli organizzativi selezionati dalle aziende partecipanti per le sperimentazioni rientrano tutti nella definizione di **Operatore Terzo Carrier** in cui l'Operatore Terzo NON procede alla attività di validazione della grandezza acquisita ai fini della messa a disposizione del dato di misura ai soggetti interessati.

⁷ Nel caso del servizio gas il protocollo di comunicazione ha rispettato lo standard DLMS/COSEM previsto dalla norma CIG UNI/TS 11291 sulla rete 169Mhz WMBus.

⁸ Delibera 393/2013/R/Gas art. 5.1a pag.10

⁹ Delibera 393/2013/R/Gas pag.3 e 4

CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE

I modelli proposti dai vari progetti si differenziano però tra loro con diverse sfumature di coinvolgimento dell'Operatore Terzo nelle fasi successive alla mera comunicazione del dato e antecedenti alla messa a disposizione del dato di misura ai fini della fatturazione al cliente finale.

In 5 dei 6 progetti, l'Operatore Terzo ha avuto la possibilità di disporre delle chiavi di crittografia per entrare nel merito della grandezza rilevata in campo e in alcuni casi questi ha effettuato la verifica tecnica e semantica del dato raccolto ai fini della messa a disposizione dello stesso verso l'esercente titolato ad acquisirlo.

È comunque sempre rimasta completamente a carico dell'esercente (specifico per ogni servizio) la responsabilità degli eventuali processi di validazione, registrazione, eventuale stima, ricostruzione, rettifica e messa a disposizione dei dati di misura ai soggetti interessati.

2.2.2 Livelli di integrazione dell'infrastruttura di rete e dei sistemi centrali

La scelta del livello di integrazione dei servizi e della condivisione dell'infrastruttura di rete e IT, e quindi del conseguente ruolo dell'Operatore Terzo, sono stati diretta conseguenza delle tecnologie presenti sugli apparati utilizzati dai vari esercenti dei servizi coinvolti nei progetti.

Ad eccezione degli *smart meter* per la distribuzione del gas dove erano già presenti prodotti di mercato su standard ben definito (*smart meter* punto-multipunto definito dal CIG nella UNI/TS 11291 sulla rete 169Mhz WMBus), gli apparati utilizzati per gli altri servizi sono stati per lo più di duplice natura:

- Prodotti presenti sul mercato con caratteristiche a cui si sono adattate le sperimentazioni
- Prototipi non industrializzati sviluppati appositamente per i progetti

Sui primi si riporta come esempio gli *Smart meter* per l'acqua sanitaria e per il teleriscaldamento già in commercio con tecnologia *walk-by* su frequenza 868Mhz e che sono stati integrati nelle reti di comunicazione grazie all'uso di dispositivi di prossimità (traslatori 868/169Mhz).

Sul secondo insieme, si riportano come esempio i vari *add-on* posizionati su contatori esistenti, i sensori *smart city* (sensori di rumore, pressostati, parcheggi), gli apparati di attivazione del telesoccorso e le realizzazioni per l'illuminazione pubblica.

In linea generale, sono gli Operatori Terzi i soggetti che hanno dimostrato una particolare flessibilità nell'adattare le infrastrutture di rete e i sistemi centrali di acquisizione e gestione dei dati alle caratteristiche tecnologiche presenti sugli apparati dei vari servizi, cercando possibilmente di mantenere una coerenza architeturale sia lato rete che lato sistemi gestionali.

Relativamente all'uso delle frequenze radio di comunicazione da parte degli Operatori Terzi si possono riportare le seguenti esperienze progettuali:

- 2 progetti hanno previsto l'uso di una totale copertura di rete 169Mhz a cui sono state innestate alcune sotto reti 868Mhz in specifiche zone attraverso l'uso di elementi di rete traslatori 169/868Mhz. La rete 169Mhz ha avuto la funzione di rete di raccolta per tutti i punti di misura

CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE

comunicanti sulla frequenza 169Mhz e di rete di trasporto per tutti i traslatori che a loro volta hanno raccolto i punti di misura comunicanti sulla frequenza 868Mhz.

- 4 progetti hanno previsto l'esclusivo uso di reti 169Mhz con i relativi punti di misura dei vari servizi comunicanti esclusivamente su questa frequenza.
- Laddove sono stati previsti servizi i cui punti di misura comunicano su canale PLC e GSM/GPRS, l'integrazione multiservizio è avvenuta esclusivamente a livello di architettura di sistema centrale di acquisizione dei dati di campo, a volta nel solo portale multiservizio.



Figura 1 - Livelli di integrazione dei servizi nell'infrastruttura

Un'esperienza comune a tutti gli Operatori Terzi è stata la complessità realizzativa di una infrastruttura di rete e una piattaforma multiservizio di gestione, nello stesso momento in cui i punti di misura dei vari servizi non erano in una fase di piena disponibilità:

- I misuratori del servizio gas erano in una fase iniziale della loro rampa di produzione causando evidenti ritardi nelle forniture, principale motivo della ritardata fine della fase di *Roll-out*, inizialmente prevista in 12 mesi¹⁰ e successivamente prorogata a 21 mesi¹¹.

¹⁰ La Delibera 393/2013/R/gas, art. 3 comma i) recita: "i progetti pilota, di cui al comma 2.1, devono soddisfare i seguenti requisiti minimi: [omissis] i) realizzare la messa in funzione di almeno 2.500 punti telegestiti entro un tempo massimo di 8 mesi dalla data di ammissione del progetto al trattamento incentivante, e concludere la messa in funzione di tutti i punti telegestiti entro 12 mesi dalla data di ammissione del progetto"

¹¹ La Delibera 376/2016/R/gas stabilisce di "fissare al 31 luglio 2016 il termine ultimo per il completamento della fase di Roll-out delle sperimentazioni di telegestione multiservizio approvate con le deliberazioni 334/2014/R/gas e 559/2014/R/gas"

CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE

- I misuratori acqua potabile, sanitaria e del servizio teleriscaldamento erano già disponibili, tuttavia con tecnologie di trasmissioni radio non perfettamente coerenti con l'approccio di condivisione dell'infrastruttura di rete prevista dalla maggior parte dei progetti. Pensati più per una modalità di raccolta di tipo *walk-by* in 868Mhz e con protocolli di trasmissione proprietari, hanno visto alcuni progetti adattare le proprie reti di raccolta con l'utilizzo di traslatori di prossimità¹², altri progetti richiedere lo sviluppo di prototipi che invece si adattassero alla rete e ai protocolli 169Mhz in corso di realizzazione per il gas.
- I misuratori di altri servizi sono per lo più modelli prototipali realizzati *ad hoc* per la sperimentazione con l'obiettivo eventuale di evolvere verso soluzioni industriali.

La mancanza di apparati standard facilmente reperibili sul mercato da utilizzare per i vari servizi, ma soprattutto la mancanza di disponibilità sin dall'inizio di tutte le altre componenti necessarie al completamento dell'infrastruttura delle sperimentazioni (in particolare gli apparati radio di campo e i sistemi informatici centrali), nei tempi previsti inizialmente dal *Roll-out*, ha reso spesso complicate, se non impossibili, le attività di collaudo end-to-end delle soluzioni.

Le date inizialmente previste da ARERA nella delibera 393/2013/R/gas per il completamento della fase di *Roll-out* (12 mesi dall'avvio) e la contestuale immaturità delle soluzioni e la scarsità degli apparati sul mercato hanno determinato due approcci installativi ben distinti, per lo più determinati dalla numerosità di misuratori previsti dai progetti proporzionali al rischio di ricadute negative sulle attività di campo:

- da una parte, i progetti con grandezze più limitate, pur di rispettare le stringenti tempistiche inizialmente previste, hanno installato i misuratori senza collaudarli o, nei casi migliori, limitandosi a collaudare le sole funzionalità base messe al momento a disposizione dell'Operatore Terzo.
- dall'altra, i progetti con numerosità elevate di contatori, pur di limitare gli eventuali inconvenienti sugli apparati installati in campo, hanno preferito ottenere l'esito positivo dei collaudi, attendendo la disponibilità sui sistemi centrali di tutte le funzionalità da parte dell'Operatore Terzo.

I primi hanno riscontrato pesanti inconvenienti che, nei casi peggiori, li hanno visti costretti alla successiva ri-sostituzione dei misuratori non pienamente corrispondenti alle specifiche di acquisto; i secondi hanno dovuto registrare considerevoli ritardi sul piano di *Roll-out*, fino a determinare la richiesta di proroga dei tempi verso ARERA.

Nel prosieguo del documento, sono riportati specifici riquadri con rilevanti testimonianze ricavate dai rapporti prodotti dagli esercenti i progetti di sperimentazione.

- "Eccessiva difficoltà di reperire ed utilizzare strumenti di configurazione sul campo (di fatto il tool di configurazione del device era un PC portatile con un software non "user friendly") si è scelto di procedere con l'installazione dei misuratori in modalità "non confermata",

¹² I traslatori adottati sono apparati di rete capaci di acquisire il dato di misura da una rete 868Mhz con specifico protocollo, convertirlo e ritrasmetterlo su frequenza 169Mhz e relativo protocollo

CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE

partendo quindi dalla configurazione del device “Modo NORMALE” così come previsto nella normativa UNI/TS 11291-11-02, intervenendo sulla configurazione di fabbrica effettuata dai costruttori. Questa modalità, se da un lato ha consentito di “risparmiare” le attività di configurazione sul campo, dall’altro ha comportato una serie di problemi” “non sempre risultati risolvibili con interventi sul campo:

- configurazione del contatore errata in fabbrica;
 - il misuratore soggetto a difettosità
 - processo di installazione eseguito in modo corretto
 - installato effettuata in una zona che non raggiungibile dal segnale”.
- (IRETI, Report *Roll-out* mese 21, pag.15-16 e Report finale, pag.18)

E inoltre.

- “L’intera filiera di telelettura e telegestione presenta alcune complessità dovute ad un’ampia pletera di fornitori di apparati e sistemi e a specifiche difficoltà tecniche. Alla luce dell’esperienza nell’interfacciamento di vari servizi e contatori/sensori con i sistemi informativi e gli apparati di rete adottati, Megareti ha compreso quanto sia cruciale un processo di collaudo dell’interoperabilità dei vari elementi che ripercorra l’intera architettura end-to-end su tutte le funzioni previste. Questa fase di collaudo è stata successivamente anteposta all’assegnazione definitiva delle gare e all’avvio degli approvvigionamenti”. (MEGARETI, Report finale, pag.25)

Caratteristica comune di tutti i progetti di sperimentazione multiservizio, anche in quelli per i quali i differenti servizi sono stati mantenuti separati a livello di infrastruttura di rete, è stata la ricerca della massima integrazione dei servizi da parte dell’Operatore Terzo a livello di sistema centrale di acquisizione e gestione dei dati.

I sistemi centrali condivisi sono stati eserciti in assetto di erogazione continua, quasi sempre con effettive integrazioni con i sistemi *legacy* degli esercenti/distributori.

Le piattaforme informatiche multiservizio sono state realizzate con opportune partizioni fisiche e/o logiche dei dati al fine di garantire elevati standard di sicurezza e riservatezza ai titolari dei servizi.

Sono stati inoltre sperimentati aspetti relativi all’integrazione dei dati su realizzazioni prototipali di Portali per i clienti finali.

Su questo aspetto specifico ARERA ha concordato con gli esercenti di mantenerne la natura prototipale, in virtù della necessità di effettuare ulteriori approfondimenti¹³, viste le varie tematiche sollevate dalle realizzazioni, in particolare, solo per citare le principali, quelle relative a:

- titolarità del portale
- titolarità dei dati presenti
- gestione delle credenziali di accesso da parte della clientela

¹³ Riferimento all’incontro dei Progetti di sperimentazione con ARERA in sede Utilitalia del 10 marzo 2016 richiamato nella Delibera 367/2016/R/gas del 7 luglio 2016

CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE

- natura dei dati esposti
- compresenza di servizi regolati e non regolati
- eventuale presenza di loghi aziendali nel rispetto dei vincoli della normativa di *unbundling*

2.2.3 La condivisione delle infrastrutture di rete

In genere, per tutti i progetti, limitatamente alle sole attività relative alle reti radio, l'installazione e la messa in servizio delle reti 169MHz e 868MHz sono state completate in linea con il piano originario, ossia entro i 12 mesi dall'avvio dei progetti.

Tabella 3 – Apparati di rete radio¹⁴

Apparati di rete	Roll-out	Fine esercizio
Concentratori 169Mhz	311	318
Traslatori 868/169Mhz	33	37

I progetti i cui Operatori Terzi hanno avuto modo di beneficiare di asset flessibili per il posizionamento dei concentratori (es. su tutti, i pali dell'illuminazione pubblica) hanno preferito non dare molto peso ad una puntuale attività di pianificazione radio. Di contro, i progetti i cui Operatori Terzi che hanno dovuto trovare, contrattualizzare e allestire siti di terze parti hanno ovviamente dovuto scegliere con cura il posizionamento dei concentratori.

“La progettazione del network dei concentratori è stata sviluppata dall'Operatore Terzo “a posizione fissa”, cioè il loro posizionamento è stato vincolato dalle infrastrutture dello stesso Operatore sul territorio e ciò ha comportato una “sub-ottimizzazione” della rete stessa a cui è stato solo parzialmente dato “risposta” aumentando le antenne di ogni singolo concentratore” (IRETI, Report finale, pag. 18).

Prima di procedere ad una analisi puntuale delle prestazioni registrate, è bene considerare che le sperimentazioni promosse da ARERA non erano di tipo tecnico-prestazionale e non facevano quindi riferimento a livelli di *performance* minimi da garantire (raggiungibilità, rapporto di concentrazione, ecc.).¹⁵

I progetti con il maggior numero di punti gas per concentratore (IRETI e INRETE) hanno incrementato le loro *performance* di concentrazione durante la fase di Esercizio rispetto al risultato di Fine *Roll-out*.

Il solo progetto di Megareti sembra aver ridotto il livello di concentrazione nella fase di Esercizio, anche se il fenomeno è legato all'ampliamento dell'area sottoposta a sperimentazione con conseguente maggiore dispersione dei punti sul territorio e quindi integrazione del numero di apparati di rete necessari.

¹⁴ I Traslatori sono presenti solamente nei progetti Megareti e INRETE

¹⁵ Gli obiettivi della sperimentazione multiservizio sono stati esplicitati nel capitolo “**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**”

CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE

Tabella 4 – Rapporti di concentrazione dei punti gas sugli apparati di rete 169Mhz

Progetto	FINE ROLL-OUT			FINE ESERCIZIO		
	Punti GAS	Concentratori	Rapporto di concentrazione	Punti GAS	Concentratori	Rapporto di concentrazione
IRETI	12.084	20	604,2	15.148	20	757,4
INRETE	9.161	13	704,7	9.161	12	763,4
RETEGAS BARI	11.386	237	48,0	11.856	238	49,8
Megareti	4.554	14	325,3	3.775	20	188,8
ISERA	1.069	11	97,2	1.040	11	94,5
SED	1.000	16	62,5	1.045	17	61,5
Totale	39.254	311	307,0	42.025	318	319,2

dove il rapporto di concentrazione è definito come: $\frac{\text{numero di contatori messi in servizio}}{\text{numero di apparati di rete messi in servizio}}$

Le performance registrate delle reti 868Mhz a completamento della fase di Roll-out sono risultate nettamente sotto le aspettative inizialmente previste, in particolare nelle zone storiche dei centri abitati.

In molti casi però le scarse performance della frequenza radio 868Mhz sono state determinate dall'uso "improprio" di soluzioni walk-by che prevedono bassissime potenze trasmissive con capacità a corto raggio.

Relativamente all'impegno profuso durante le sperimentazioni da parte degli Operatori Terzi nel mantenimento dell'infrastruttura di rete nella massima efficienza, di seguito si riporta il dato significativo della disponibilità degli apparati di rete (concentratori e traslatori).

L'indicatore di disponibilità è calcolato con la seguente formula

$$\text{tasso di disponibilità} = \frac{\sum_{i=1}^n Gfi}{n * Gtot}$$

Dove

Gfi numero di giorni in cui nel periodo di osservazione per l'apparecchiatura è stato registrato almeno un tentativo giornaliero di comunicazione andato a buon fine

N numero di concentratori installati

Gtot numero di giorni del periodo di osservazione

CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE

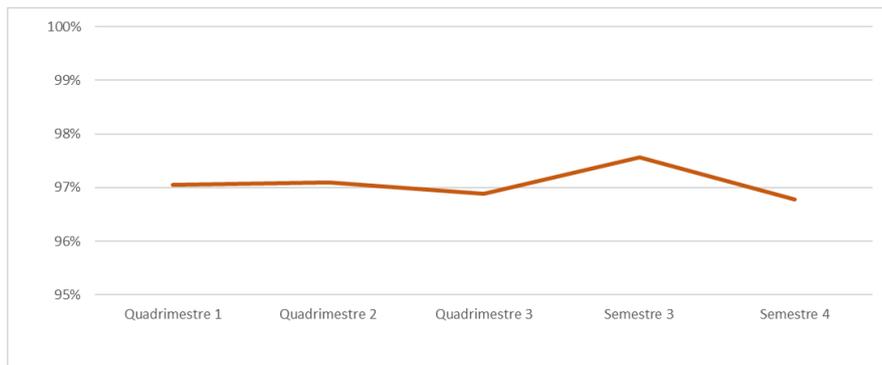


Figura 2 - Livello di disponibilità degli apparati di rete radio

Le alte *performance* di disponibilità registrate da parte degli apparati di rete radio sono state garantite da una assidua opera di presidio e manutenzione dei concentratori¹⁶ da parte degli Operatori Terzi, come dimostrato rispettivamente dalla tabella relativa al presidio degli allarmi e dalla tabella relativa agli interventi di manutenzione in campo.

I 318 concentratori di rete radio 169Mhz in esercizio hanno generato circa 2.100 allarmi all'anno, la cui stragrande maggioranza ha riguardato errori di comunicazione verso il sistema centrale (71,7%) o malfunzionamenti del modulo radio (18,5%).

Nella parte residuale della curva di frequenza degli allarmi troviamo problemi sulla memoria dati (5,3%) e problemi rilevati nella saturazione della capacità di calcolo (3,8%).

¹⁶ Non sono disponibili analoghi dati sugli altri elementi di rete

CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE

Tabella 5 - Tipologie di allarme provenienti dai Concentratori di rete 169Mhz

CONCENTRATORI	Allarmi		di cui	
Errore comunicazione con il server	1.502	71,7%		
No Data read from Push Queue			756	50,3%
Read Push Queue failed			546	36,4%
MSC not reachable 20 days in a row			138	9,2%
Errore di comunicazione			26	1,7%
CommunicationError			19	1,3%
Mancanza comunicazione			12	0,8%
Communication Problem			4	0,3%
CommunicationProblem			1	0,1%
Errore modulo radio	388	18,5%		
Concentrator status word : Error RF Modem Failure			298	76,8%
mancata comunicazione con modulo radio			90	23,2%
Errore in memoria dati	112	5,3%		
storage overload (75%)			108	96,4%
Errore di memoria			4	3,6%
Saturazione CPU	80	3,8%		
cpu overload (90%)			80	100,0%
Antitamper	9	0,4%		
Rilevata manomissione (tamper)			9	100,0%
Errore in Sincronizzazione Orologio	4	0,2%		
Sincronizzazione orologio fallita			4	100,0%
Batteria	1	0,0%		
Battery			1	100,0%
Totale complessivo	2.096	100,0%		

Gli interventi in campo sui concentratori sono risultati più numerosi durante il primo anno di esercizio, sicuramente per via della messa a punto della rete; tra i due anni di esercizio, infatti, si evidenzia in particolare la significativa riduzione degli interventi per mancata trasmissione e quelli per aggiornamenti o configurazioni degli apparati.

Gli interventi per guasti o avarie degli apparati, pur riducendosi considerevolmente, rimangono nel secondo anno dell'ordine del 17% rispetto al parco concentratori in esercizio:

Tabella 6 - Interventi in campo sugli apparati di rete

TIPOLOGIA INTERVENTO	ANNO 1			ANNO 2		
	Numero interventi	% su totale interventi	% per categoria	Numero interventi	% su totale interventi	% per categoria
Numero verifiche in campo per la mancata trasmissione	59	45,7%		25	41,0%	
di cui con effettivo intervento risolutore	42		71,2%	18		72,0%
di cui senza intervento risolutore	17		28,8%	7		28,0%
Interventi di aggiornamenti o configurazione in campo	37	28,7%		9	14,8%	
Numero interventi in campo per manutenzioni straordinarie a seguito di guasti e avarie	28	21,7%		19	31,1%	
di cui fonte allarme	16		57,1%	4		21,1%
di cui fonte analisi tecnica	12		42,9%	15		78,9%
Numero interventi in campo per manutenzioni straordinarie a seguito di danneggiamenti e/o vandalismi	5	3,9%		8	13,1%	
di cui fonte allarme	4		80,0%	4		50,0%
di cui fonte analisi tecnica	1		20,0%	4		50,0%
Totale interventi	129	100,0%		61	100,0%	
% Rispetto Elementi di rete in esercizio		36,3%			17,2%	

CONDIVISIONE DELL'INFRASTRUTTURA DI COMUNICAZIONE

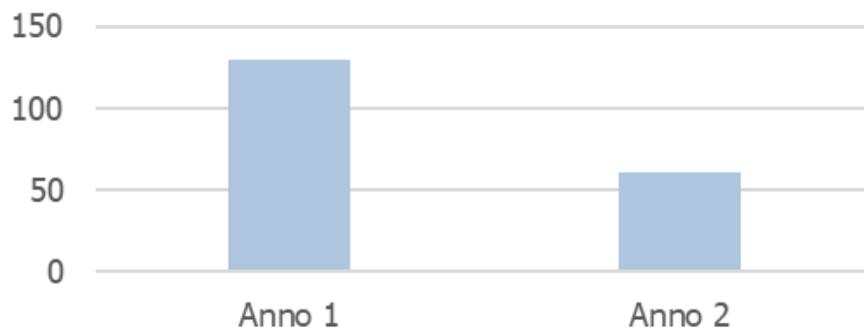


Figura 3 - Evoluzione degli interventi in campo sugli apparati di rete

Relativamente al tema dell'imparzialità, della sicurezza e della corretta gestione dei dati (integrità, riservatezza, concorrenzialità) - come richiamato all'art. 5 della delibera 393/2013/R/Gas - nei rapporti periodici prodotti dai progetti non sono emersi fenomeni negativi meritevoli di menzione e correlati all'imparzialità nella gestione delle priorità di intervento da parte degli Operatori Terzi durante i due anni di Esercizio.

3 Evidenze della fase realizzativa

Si riportano di seguito i resoconti delle esperienze affrontate dai progetti durante la fase di sostituzione dei contatori dei servizi gas e acqua per i quali sono stati prodotti periodici rapporti di dettaglio.

Alcune delle esperienze evidenziate dai progetti sono specifiche del periodo in cui la fase di *Roll-out* si è svolta (dal 1° ottobre 2014 al 31 luglio-2016), nel quale, in particolare per il servizio gas, le procedure di sostituzione erano in una fase preliminare di definizione e rodaggio.

Pur con tali premesse, di particolare interesse sono le statistiche riportate sugli impianti di utenza del gas e dell'acqua per i quali sono state prodotte informazioni dettagliate.

3.1 PROBLEMATICHE RISCONTRATE DURANTE L'INSTALLAZIONE MASSIVA DEI CONTATORI

Un'esperienza comune di tutti gli esercenti/distributori, dettata da esigenze specifiche dei progetti di sperimentazione, è stata la necessità di effettuare una preliminare selezione degli impianti di utenza dove effettuare la sostituzione dei contatori. Questo è risultato molto evidente nel servizio acqua, ma in taluni casi anche in quello gas.

Del resto, come più volte accennato, la tempistica realizzativa era uno dei *KPI* fondamentali imposti dall'ARERA alle sperimentazioni, in quanto la delibera¹⁷, recitava: *"i progetti pilota, di cui al comma 2.1, devono soddisfare i seguenti requisiti minimi: [omissis] i) realizzare la messa in funzione di almeno 2.500 punti telegestiti entro un tempo massimo di 8 mesi dalla data di ammissione del progetto al trattamento incentivante, e concludere la messa in funzione di tutti i punti telegestiti entro 12 mesi dalla data di ammissione del progetto"*

L'identificazione delle aree e, all'interno delle aree stesse, dei fabbricati da servire, è in qualche modo viziata dalla necessità di installare il numero di apparati del progetto. Tale vincolo non fa emergere l'effettiva incidenza degli apparati installati (e funzionanti) rispetto alla popolazione esistente. Per meglio evidenziare tale fattore, i criteri utilizzati hanno spesso escluso interi fabbricati dove il segnale era scarso o dove la tipologia di installazioni rendeva difficoltosa l'affiliazione ai concentratori". (SED Distribuzione, Report *Roll-out* mese 21, pag.27)

Alla tempistica sfidante, si aggiunga che, soprattutto per i progetti di sperimentazione che prevedevano la realizzazione di numerosi servizi oltre al gas e all'acqua, la complessità tecnica era tale che i gruppi di lavoro hanno preferito ridurre la complessità operativa.

La sostanza è che i vari operatori hanno agito con un approccio selettivo degli impianti clienti su cui effettuare le sostituzioni dei gruppi di misura. In particolare, sono stati esclusi gli impianti dove era evidente che sarebbe stato più oneroso intervenire (es. vetustà delle tubazioni con evidenti rischi di rottura, difficoltà di accesso al misuratore, limitati spazi operativi per la lavorazione, non conformità

EVIDENZE DELLA FASE REALIZZATIVA

normativa, ...). Questo fenomeno di preselezione è stato rilevante in particolare nel servizio acqua, tuttavia in maniera minore ha riguardato anche il servizio gas.

Il conseguente corollario di questo approccio è che il quadro informativo che si evidenzia nelle tabelle sulle problematiche installative, depurate all'origine dei casi non affrontati, è da ritenersi migliore rispetto alle reali condizioni degli impianti utente del campione affrontato.

“Di fronte al ripetersi delle difficoltà di installazione determinate dalla presenza di situazioni in cui si sarebbe dovuto intervenire anche sugli impianti dei clienti finali (adeguamento nicchie alloggiamento, sostituzione delle mensole misuratori con modifica dell'interasse, modifiche dell'impianto a valle del contatore, ecc.) si è scelto di non provvedere alle installazioni in questa fase sperimentale. La percentuale di installazioni andate a buon fine rispetto alla situazione esistente risulta falsata dalla scelta tecnica. Ne è evidenza la relativamente scarsa incidenza di tale casistica nelle tabelle riepilogative”. (SED Distribuzione, Report *Roll-out* mese 21, pag.27)

Sulla base di quanto riportato nella premessa la Tabella 7 – *Performance* sostituzioni, rappresenta ottime *performance* relative all'esito delle sostituzioni al primo appuntamento. Si consideri che per la maggior parte dei distributori, per il caso di contatore accessibile, la presenza del cliente finale all'atto della sostituzione non è considerata condizione necessaria per procedere all'intervento.

Tabella 7 – *Performance* sostituzioni

	Gas accessibili		Gas non accessibili		Gas		Acqua	
	numero	%	numero	%	numero	%	numero	%
Totale ordini di lavoro	8.347		37.638		45.985		16.069	
Numero installazioni totali	8.278	99,2%	34.887	92,7%	43.165	93,9%	13.719	85,4%
Numero installazioni andate a buon fine al primo appuntamento	7.998	96,6%	28.153	80,7%	36.151	83,8%	12.560	91,6%
Numero installazioni andate a buon fine non al primo appuntamento	280	3,4%	6.735	19,3%	7.015	16,3%	1.026	7,5%
di cui: causa assenza cliente	234	2,8%	6.043	17,3%	6.277	14,5%	797	5,8%
di cui: necessità adeguamento tecnico esercente	46	0,6%	445	1,3%	491	1,1%	66	0,5%
di cui: altre cause	-	0,0%	247	0,7%	247	0,6%	163	1,2%

Nonostante la preventiva selezione degli impianti di utenza dove effettuare la sostituzione del contatore, si sono comunque registrate un certo numero di situazioni in cui è stato comunque necessario adeguare preliminarmente l'impianto esistente (491 casi, circa il 1% degli impianti gas; 66 casi, circa lo 0,5% di impianti acqua).

Indicativo della complessità operativa di un piano di sostituzione massiva è il dato sulla necessità di ripasso per causa dell'assenza del cliente presso l'abitazione. Per gli impianti di utenza gas non accessibili si è registrato oltre il 17% (6.043 casi su 34.887 sostituzioni); per gli impianti dell'acqua,

¹⁷ Delibera 393/2013/R/gas, art. 3 comma i)

EVIDENZE DELLA FASE REALIZZATIVA

dove non si tiene conto però della distinzione sull'accessibilità, il dato è inferiore al 6% (797 casi su 13.719 sostituzioni).

“Nel caso dei contatori non accessibili la sostituzione del contatore è risultata essere più onerosa del previsto sia in termini economici che in relazione ai tempi impiegati. Infatti, ad un primo sopralluogo, che vede per forza di cose la necessità della presenza del cliente finale, deve seguire un appuntamento per l'effettiva sostituzione del contatore e la sua configurazione. Si possono stimare attorno al 15% i casi in cui l'utente, pur avendo aperto la porta, non ha poi consentito l'esecuzione del lavoro o non è risultato reperibile nonostante ripetuti appuntamenti.” (INRETE, Report finale, pag.3)

Una menzione a parte riguarda la mancata sostituzione per causa di assenza cliente nei casi di contatori gas accessibili (2,8%, 234 casi su 8.278 sostituzioni). Il dato è nettamente inferiore rispetto alla casistica dei contatori gas non accessibili, in quanto, come già detto, non tutti i distributori del gas pretendono la contestuale presenza del cliente nel caso di sostituzione di un contatore accessibile, pur operando nel rispetto delle procedure di sicurezza.

Utile ad una approfondita comprensione dell'esperienza del *Roll-out* sono anche i dati riportati in Tabella 8 - Mancate sostituzioni, ossia il rapporto tra le sostituzioni mai andate a buon fine, nonostante spesso i ripetuti tentativi, e gli ordini di lavoro formalmente emessi dal distributore per la sostituzione dei contatori.

Tabella 8 - Mancate sostituzioni

	Gas		Acqua	
	numero	%	numero	%
Totale ordini di lavoro	45.985		16.069	
Numero installazioni mancate	2.820	6,1%	2.350	14,6%
di cui: causa assenza cliente	2.069	73,4%	1.409	60,0%
di cui: causa rifiuto cliente	160	5,7%	77	3,3%
di cui: causa norma di sicurezza non rispettata nell'impianto cliente	124	4,4%	-	0,0%
di cui: necessità adeguamento tecnico esercente	411	14,6%	820	34,9%
di cui: necessità adeguamento tecnico cliente	56	2,0%	44	1,9%

La percentuale delle mancate sostituzioni non è trascurabile per i contatori gas (6,1%), mentre è preoccupante il dato relativo ai contatori dell'acqua (14,6%).

La principale causa di mancata sostituzione resta per entrambi i servizi l'assenza del cliente (73,4% per il gas e 60,0% per l'acqua). Nel caso del servizio acqua, è anche rilevante la percentuale di mancate sostituzioni per cause dovute alla necessità di adeguamento tecnico esercente (34%) soprattutto se associato ad un contesto di impianti che hanno avuto generalmente una preliminare selezione prima di essere inseriti nella lista di quelli da sostituire.

In un progetto di sperimentazione tali impianti vengono esclusi dalla sostituzione; al contrario il problema è da tenere sotto opportuna considerazione in un contesto di sostituzione massiva.

EVIDENZE DELLA FASE REALIZZATIVA

Il numero di contatori del servizio acqua effettivamente sostituiti è stato inferiore a quanto inizialmente previsto per problematiche emerse in fase di installazione dei contatori. Le principali difficoltà riscontrate sono state: vetustà degli allacci e degli impianti lato utente; impossibilità di installare l'Add-On e l'antenna esterna del misuratore a causa della mancanza di spazio, contatori non accessibili" (INRETE, Report *Roll-out* mese 21, pag.11)

Un dato da correlare al contesto specifico del biennio 2014-15 in cui è avvenuto il *Roll-out* è la mancata sostituzione per rifiuto del cliente alla sostituzione (5,7% e 3,3% rispettivamente per gas e acqua) spesso dovuto a strumentali campagne informative legate principalmente a timori di inquinamento elettromagnetico. Successivamente a questo specifico biennio, sono state svolte numerose campagne informative da parte dei vari soggetti interessati a livello nazionale per rasserenare l'utenza dai pericoli alla salute per l'utilizzo delle onde radio e per l'irrisorio fenomeno delle onde elettromagnetiche generate dalla tecnologia utilizzata per lo *smart metering*. La capacità di rispondere a eventuali dubbi dell'utenza da parte dei singoli distributori e soprattutto del personale incaricato alla sostituzione sul campo è inoltre nettamente migliorata e tale da ipotizzare con il passare del tempo un dato migliorativo sul tema rifiuto cliente.

Tra i vari temi evidenziati, emergono alcune necessità specifiche che il distributore deve tenere in conto per rispondere a esigenze specifiche dell'utente finale e che hanno ricadute anche di carattere tecnologico.

"L'installazione del nuovo meter all'interno delle abitazioni ha richiesto in circa un 15% dei casi l'utilizzo di Gruppi di Misura con tecnologia di misura statica (ultrasonici o termomassici) a causa principalmente di due problemi:

- il maggiore ingombro di alcuni *Smart meter* equipaggiati con un misuratore a membrana, il quale non riusciva ad essere inserito al posto del meter tradizionale a causa dei ridotti spazi di installazione, spesso configurati "*ad hoc*" dagli stessi utenti negli anni successivi alla prima fornitura del gas (incasso nel mobilio / cucine componibili, murature/cartongessi realizzati su misura, etc.). Questa fattispecie è stata riscontrata in circa il 12-13% dei casi e non è ancora stata del tutto superata anche con le generazioni successive di apparati;
- il rumore generato dalla prima generazione degli *smart meter* equipaggiati con un misuratore a membrana (2-3% dei casi). In questo caso le generazioni successive di apparati a membrana hanno consentito di superare quasi completamente questo problema e i contatori rumorosi sono rientrati entro una soglia fisiologica."

(INRETE, Report finale, pag.3)

In ultimo, si richiama alle interessanti considerazioni di contesto da parte di INRETE che aggiunge ulteriori informazioni utili oltre a quelle previste dai rapporti periodici previsti dalla sperimentazione.

Alcune collocazioni sono in contesti che, pur perfettamente compatibili con la presenza di un apparato meccanico, a lungo andare possono abbreviare sensibilmente la vita utile di un apparato caratterizzato da una significativa componente elettronica (esposizione al sole diretto, alla pioggia, al gelo, ad ambienti polverosi, etc.) o renderne difficoltosa la manutenzione, con ripercussioni negative sulle prestazioni del sistema di telelettura e della correttezza della misura". Si segnalano in particolare:

- Mancanza manufatti di protezione (es. esposizione alle intemperie, possibili danneggiamenti);
- Collocazione inidonea (es. problemi logistici, operativi, di comunicazione);
- Collocazione / configurazione con potenziali problemi di sicurezza;

Al fine di cogliere la reale entità di questo fenomeno, è stato effettuato un monitoraggio a campione nel periodo aprile-settembre 2017 con 67.686 sopralluoghi. I siti presentanti tali problematiche sono stati 4.369 (n.d.r. circa il 6%) e si riporta di seguito una sintesi delle casistiche emerse:

- mancanza manufatti di protezione: 12,5%
- collocazione inidonea: 49,8%
- collocazione/configurazione con potenziali problemi di sicurezza: 37,7%"

(INRETE, Report finale, pag. 4 e 5)

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

4 Risultati operativi ottenuti dai modelli organizzativi di gestione

Durante il biennio di gestione dei progetti, sono stati conseguiti confortanti risultati di *performance* relativamente ai servizi realizzati, e sperimentati positivamente modelli organizzativi di collaborazione e di interazione fra i numerosi soggetti coinvolti nelle varie sperimentazioni.

La figura centrale è stata quella dell'Operatore Terzo, spesso proprietario, sicuramente gestore delle infrastrutture condivise dai vari esercenti. I livelli di servizio erogati sono stati per lo più stabiliti in via informale, con un approccio a *best effort*. In una logica di estensione dell'esperienza sperimentale a una logica di servizio, è evidente la necessità di una formalizzazione di opportuni contratti di servizio per la definizione delle priorità di intervento/risposta/reazione, e soprattutto per la ripartizione degli oneri specifici e generali del servizio.

In ottica di sviluppo su larga scala, resta poi il punto di attenzione e di principio, è necessario che le imprese evitino meccanismi di sussidio incrociato fra attività in monopolio, già coperte dalla regolazione tariffaria, e le attività che l'operatore terzo fornisce in regime di concorrenza.

4.1 DISPONIBILITÀ DEI SERVIZI

Pur ricordando che le sperimentazioni promosse da ARERA attraverso la delibera 393/2013/R/gas non avevano obiettivi di *performance* tecnica, ma erano focalizzate ai modelli di funzionamento per una corretta collaborazione tra soggetti diversi con particolare riferimento al ruolo di Operatore Terzo, il dato che meglio rappresenta la riuscita dei modelli organizzativi è quello rappresentato nella Tabella 9 – Disponibilità dei servizi.

Tabella 9 – Disponibilità dei servizi

Servizio	Anno 1			Anno 2		Media punti in esercizio
	Quadrimestre 1	Quadrimestre 2	Quadrimestre 3	Semestre 3	Semestre 4	
Gas	72,0%	72,3%	73,6%	82,3%	67,7%	42.025
Acqua	46,3%	46,6%	52,1%	48,4%	37,6%	10.669
Altri servizi	85,82%	84,89%	84,93%	86,84%	86,87%	3.627
Energia elettrica	89,9%	89,5%	89,4%	88,0%	88,0%	2.267
Teleriscaldamento	81,4%	80,2%	80,3%	92,2%	92,2%	756
Acqua sanitaria	29,7%	29,7%	29,7%	29,7%	28,4%	105
Illuminazione pubblica	87,5%	85,0%	90,6%	90,8%	90,8%	85
Raccolta rifiuti	67,0%	56,0%	54,0%	52,0%	52,0%	100
Pressione idranti VVF	nd	nd	nd	0,0%	66,0%	3
Rumorosità	nd	nd	nd	52,2%	85,6%	2
Teleassistenza	99,0%	98,0%	98,0%	98,0%	97,5%	80
Parcheggi pubblici	95,0%	95,0%	96,0%	98,0%	98,0%	200
Water smart grid	13,4%	0,0%	0,0%	90,0%	90,0%	13
Telecontrollo impianti termici e submetering elettrico	95,0%	95,0%	96,0%	70,0%	65,4%	16

L'indicatore di disponibilità è calcolato con la seguente formula:

$$\text{tasso di disponibilità} = \frac{\sum_{i=1}^n Gfi}{n * G_{tot}}$$

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

Dove:

Gfi numero di giorni in cui nel periodo di osservazione per l'apparecchiatura è stato registrato almeno un tentativo giornaliero di comunicazione andato a buon fine

N numero di elementi installati (contatori o sensori/attuatori)

Gtot numero di giorni del periodo di osservazione

L'alto livello di disponibilità dei servizi altri rispetto al gas e all'acqua (i due più numerosi in termini di punti misura messi in servizio) è spiegabile proprio perché poco numerosi in termini di punti messi in esercizio e quindi più centrali rispetto alla rete radio realizzata ad inizio periodo di sperimentazione.

Le reti poi, non dovendo rispondere a obiettivi di *performance*, non hanno registrato particolari interventi di ottimizzazione durante l'esercizio dei due anni. Anzi, nell'ultimo periodo (semestre 4) si evidenzia addirittura un certo decadimento nella disponibilità, forse conseguenza di un minore presidio degli Operatori Terzi nella fase terminale dei progetti.

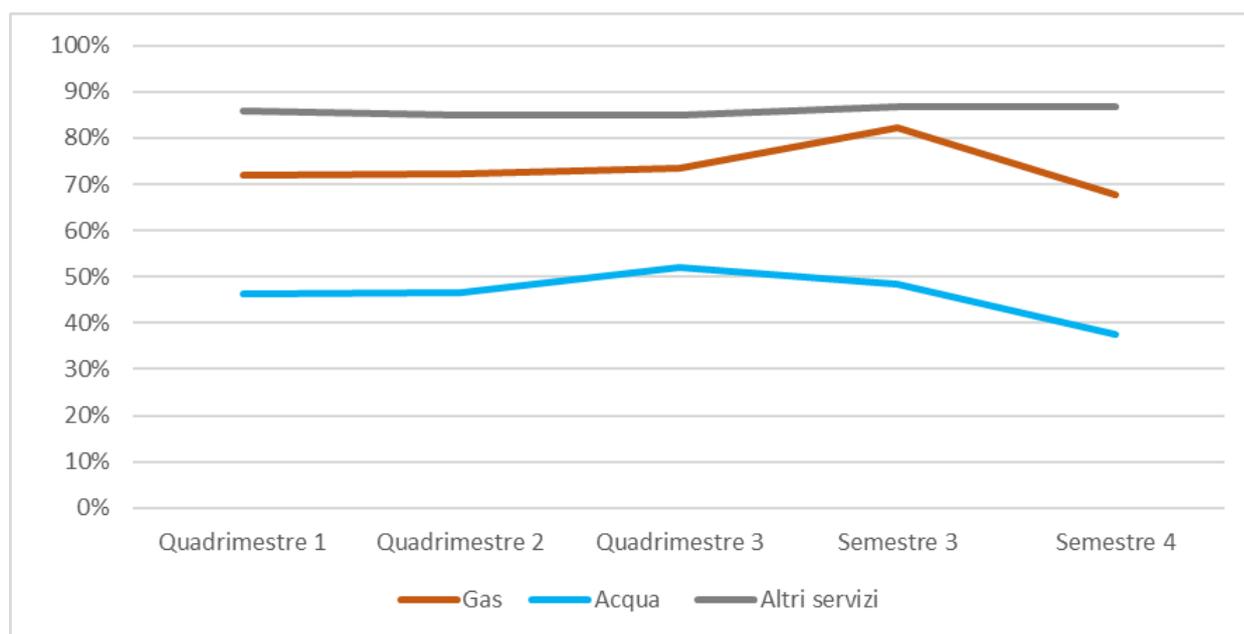


Figura 4 - Disponibilità dei principali servizi

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

4.2 AFFIDABILITÀ DEL SERVIZIO DI ACQUISIZIONE SPONTANEA DELLA TELELETTURA

Un evidente indicatore dei livelli di maturità raggiunti dalle reti radio in modalità di funzionamento a pieno regime è dato dal grado di affidabilità del servizio di acquisizione spontanea della telelettura per il servizio gas, decisamente il più numeroso e centrale tra i servizi nelle sperimentazioni effettuate.

L'indicatore è costruito su base mensile con livelli di *performance* sempre più sfidanti:

- Almeno una lettura giornaliera nel mese
- 50% delle letture giornaliere nel mese
- 90% delle letture giornaliere nel mese
- 95% delle letture giornaliere nel mese
- 100% delle letture giornaliere nel mese

Il grafico rappresentato in Figura 5 - Affidabilità della telelettura del servizio Gas riporta i livelli di *performance* degli indicatori di affidabilità con obiettivi crescenti riscontrati nel secondo anno di esercizio, sicuramente più significativo per la stabilità dei risultati.

Si passa da un valore oltre il 90% (ovvero il 80%) per una affidabilità intesa come almeno una lettura nel mese (ovvero 50% delle letture), a valori decisamente più bassi quando gli obiettivi di *performance* si fanno più sfidanti.

I livelli di *performance* sono stati inferiori a quelli riscontrabili in realizzazioni non sperimentali in corso a livello nazionale, comunque le differenze tra gli indicatori livelli di *performance* sempre più sfidanti sono molto significative e raccontano come, per poter ottenere alti livelli di affidabilità del servizio nel tempo, oltre ad una corretta copertura radio sia importante anche un adeguato grado di ridondanza della rete.

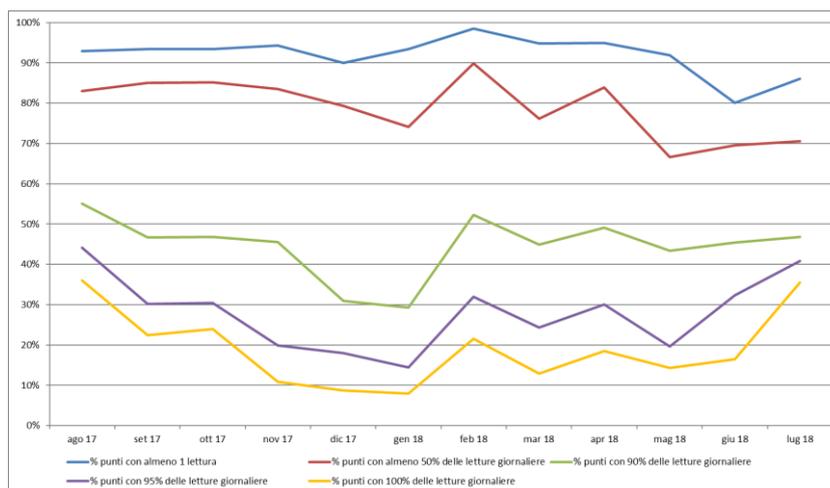


Figura 5 - Affidabilità della telelettura del servizio Gas

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

È doveroso sottolineare come il livello conseguito di *performance*, accettabile se relativo alla disponibilità di una lettura al mese (ovvero 50% di letture disponibili nel mese), non ha alcuna relazione con il valore commerciale del dato di misura perché esso non rappresenta la disponibilità della lettura validata al cliente finale o al venditore nei tempi e modi che possono essere previsti dalla regolazione.

Il dato di performance registrato sembra comunque coerente con un obiettivo di trasmissione di dati con frequenza mensile, anche con dettaglio giornaliero.

4.3 RAGGIUNGIBILITÀ DEI CONTATORI O SENSORI/ATTUATORI

Alcune informazioni contenute nelle relazioni di *Roll-out* ed esercizio possono essere utili per risolvere alcune criticità evidenziate dalle associazioni dei distributori gas in fase di *Roll-out* gas (specie in termini di raggiungibilità dei contatori e posizionamento), in corso di approfondimento da parte dell'Autorità¹⁸, una su tutte il problema delle nicchie con sportelli metallici.

“L'eventuale sportello metallico dell'alloggiamento può impedire al segnale RF di uscire e raggiungere il centro, rendendo il contatore di fatto non più teleletto o telegestito, nonostante la messa a norma sia stata eseguita regolarmente”. (INRETE, Report *Roll-out* mese 21, pag.11)

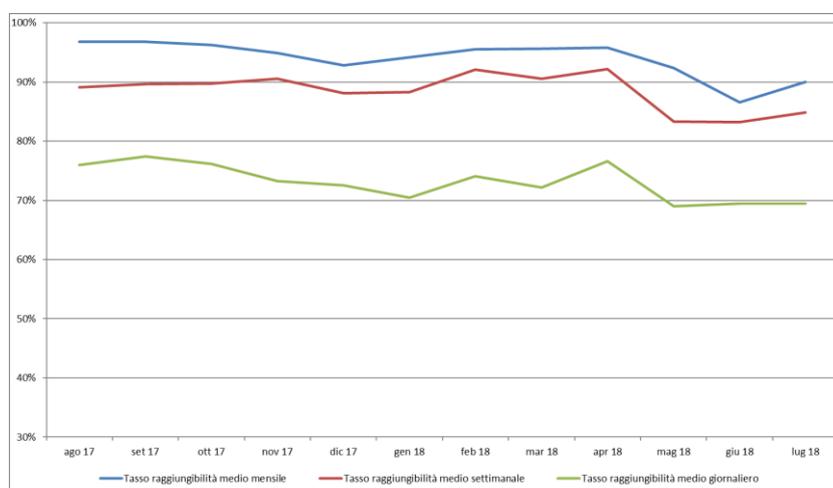


Figura 6 - Tassi di raggiungibilità medi - Servizio Gas

¹⁸ Con la deliberazione 18 dicembre 2018, 669/2018/r/gas, l'Autorità ha dato mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*, con riferimento alle performance dei sistemi di smart metering, di “condurre ulteriori approfondimenti, anche in collaborazione con AGCOM, per valutare in particolare se il livello di raggiungibilità in telelettura/telegestione degli smart meter gas registrato con le attuali tecnologie di comunicazione debba essere considerato superabile solo con un salto tecnologico o sia ancora migliorabile grazie ad una maggior cura procedurale/installativa da parte delle imprese di distribuzione o, eventualmente, ad interventi regolatori, specie se finalizzati ad incrementare l'accessibilità e la raggiungibilità in telelettura/telegestione degli smart meter”.

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

Il tasso di raggiungibilità medio giornaliero (ovvero settimanale, ovvero mensile) è definito come la media nel periodo (mese) del rapporto tra il numero di contatori raggiunti nel giorno (ovvero nella settimana, ovvero mese) e rispetto a quelli messi in servizio.

Nel servizio gas, il tasso di raggiungibilità medio giornaliero si attesta tra il 70% e l'80%, mentre migliore è il risultato, intorno al 90%, se ci si riferisce al tasso di raggiungibilità medio mensile o settimanale.

Il tasso di raggiungibilità medio è significativamente inferiore nella sperimentazione del servizio acqua rispetto al gas, con valori di raggiungibilità media mensile che si attestano al tra il 60% e il 70%.

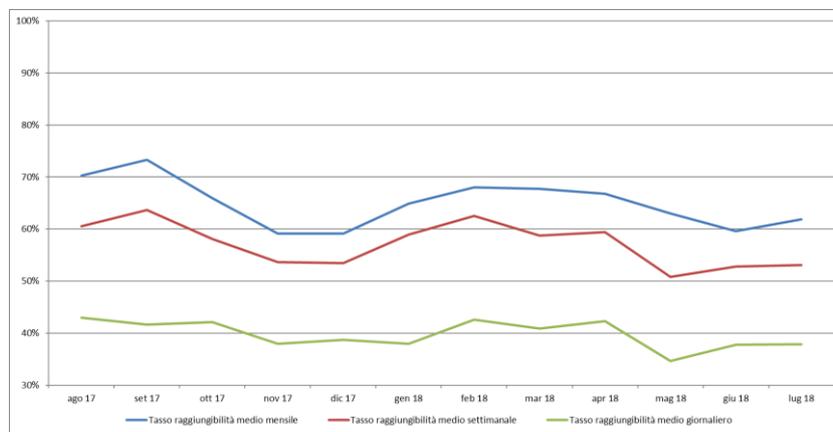


Figura 7 - Tassi di raggiungibilità medi - Servizio Acqua

Interessanti indicazioni invece si ottengono se si ricalcolano i tassi di raggiungibilità ottenuti dal servizio acqua suddividendo le diverse tecnologie radio utilizzate: 868 vs 169Mhz, rispettivamente rappresentati nella Figura 8 - Tasso di raggiungibilità Acqua 868MHZ e nella Figura 9 - Tasso di raggiungibilità Acqua 169MHZ.

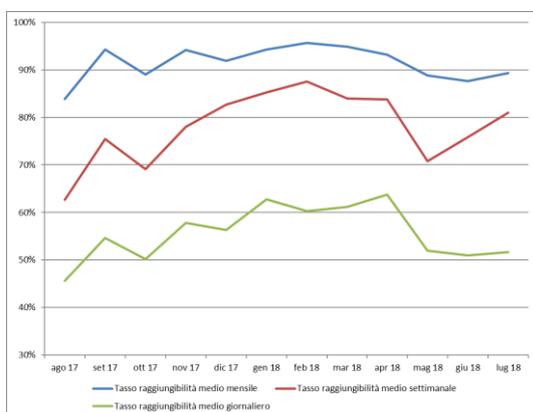


Figura 8 - Tasso di raggiungibilità Acqua 868Mhz

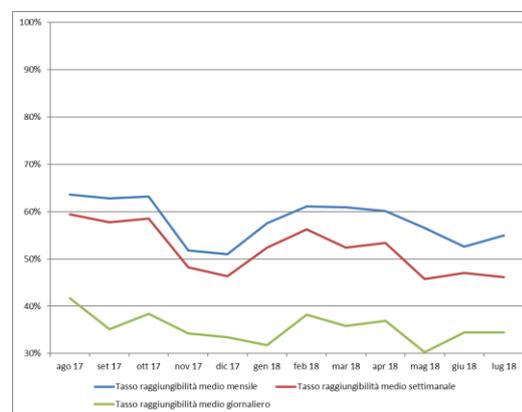


Figura 9 - Tasso di raggiungibilità Acqua 169Mhz

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

I dati sulla raggiungibilità dei contatori acqua sono comunque da prendere con le dovute cautele e necessitano sicuramente di ulteriori approfondimenti per consentire ad una corretta valutazione.

Ricordiamo infatti che in entrambe le soluzioni tecnologiche radio i contatori acqua sono stati adattati alle esigenze dei progetti:

- Nel caso di tecnologia con frequenza radio 868Mhz sono stati utilizzati contatori disponibili sul mercato, ma potenze trasmissive molto ridotte e ideali per la telelettura in modalità *walk-by*, pertanto le reti radio di sono dovute adattare con l'utilizzo di apparati radio di prossimità (traslatori).
- Nel caso di tecnologia con frequenza radio 169Mhz sono stati realizzati prototipi principalmente, se non esclusivamente, con l'applicazione di *add-on* su contatori tradizionali esistenti.

Da una parte quindi i migliori risultati della rete 868Mhz apparentemente sono stati ottenuti a prezzo di una maggiore complessità di rete e minore efficienza, per via della necessità di installare ulteriori apparati di prossimità; dall'altro la rete 169Mhz applicata ai contatori dell'acqua, al netto dei problemi di affidabilità intrinseci degli *add-on* prototipali, sembrano pagare il prezzo di una posizione meno felice (pozzetti interrati, sottoscala,...) rispetto ai loro omologhi contatori del gas ai fini della raggiungibilità rispetto al concentratore.

Si consideri in ultimo che le due frequenze radio si portano dietro esigenze di ingombro di antenna da integrare sugli apparati ben differenti, con particolare penalizzazione della frequenza 169Mhz rispetto alla 868Mhz.

4.4 TELEGESTIONE

I progetti di sperimentazione sono stati anche campo di prova per la telegestione della elettrovalvola del contatore del gas, specialmente nel secondo anno di esercizio, in contemporanea con altre iniziative a livello nazionale promosse dall'Autorità¹⁹.

¹⁹ Nella Delibera 821/2016/R/GAS l'Autorità, in relazione ad esigenze di sicurezza, prevede la possibilità per le imprese distributrici di gas naturale di rinviare a fine 2017 l'utilizzo della gestione da remoto della chiusura dell'elettrovalvola presente sugli *smart meter* gas G4 e G6 e prende atto della comunicazione del CIG del 22 dicembre 2016 in cui ha informato "l'Autorità che, nel mese di ottobre 2016, le imprese di distribuzione del gas naturale hanno richiesto, al CIG, la costituzione di un gruppo di lavoro per la stesura di un Rapporto Tecnico (UNI/TR) in materia di telegestione dell'elettrovalvola a bordo degli *smart meter* del gas di classe G4 e G6 e che tale gruppo di lavoro ha avviato i lavori nel mese di novembre 2016, prevedendone la conclusione entro il primo semestre del 2017."

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

Tabella 10 - Comandi di telegestione dell'elettrovalvola

Indicatore	Valore	% di successo
Numero comandi di chiusura da remoto dell'elettrovalvola inviati	64	
Numero comandi di chiusura da remoto dell'elettrovalvola eseguiti entro il tempo limite	27	42%
Numero PDR interessati dalle operazioni di telegestione dell'elettrovalvola	37	
Numero PDR interessati da operazioni di telegestione elettrovalvola svolte entro il tempo limite	25	68%
Tempo limite impostato per il servizio	3 giorni	

I risultati dell'uso dell'elettrovalvola sono parziali e non incoraggianti in termini di efficacia. Del resto, il livello di successo è direttamente correlato al livello di raggiungibilità dei contatori, come ben spiegato nella seguente testimonianza:

“Per un buon funzionamento della telegestione sui contatori questi devono essere regolarmente comunicanti per almeno 25 giorni al mese. Per ottenere tale risultato è auspicabile, oltre che una buona progettazione iniziale della rete di comunicazione a 169MHz, che il distributore possa disporre di strumenti per migliorare l'efficienza di comunicazione”, con interventi sull'impianto “senza aggravio di oneri per il cliente finale e per distributore, ad esempio spostamento contatore all'esterno, modifiche agli alloggiamenti (es. sostituzione sportelli metallici)”; (INRETE, Report *Roll-out* mese 21, pag.10-11)

Le operazioni di telegestione propriamente dette non si sono limitate alla sola chiusura da remoto dell'elettrovalvola.

Il campo dei contatori del gas è una rete viva, sulla quale vengono indirizzati continui comandi di telegestione. La Tabella 11 - Altri comandi di telegestione è un riferimento interessante per avere un'ordine di grandezza della numerosità dei comandi di telegestione che sono stati inoltrati in un anno su un sottoinsieme di circa 25.000²⁰ contatori gas e che coinvolgono l'operato dell'Operatore Terzo nella gestione delle comunicazioni verso il campo:

- Sync orologio: sincronizzazione dell'orologio presente sul misuratore
- Registro batteria: lettura dello specifico registro
- Set PDR: impostazione del numero del PDR sul misuratore in modo che possa apparire sul display utente
- Aggiornamento Firmware: in caso di successive versioni rilasciate dal fornitore (es. funzionalità aggiuntive, correzione di malfunzionamenti, funzionalità aggiuntive, rafforzamento procedure di sicurezza)

²⁰ Non tutti i progetti hanno fornito il dato sui comandi di telegestione altri rispetto a quello di chiusura dell'elettrovalvola

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

Tabella 11 - Altri comandi di telegestione

Indicatore	Tipologie di comandi				Totale	% di successo
	Sync orologio	Registro batteria	Set PDR	Aggiornamento Firmware		
Numero di comandi inviati	1.306.256	24.990	7.400	2.254	1.340.900	
Numero di comandi eseguiti con successo	1.234.770	9.834	7.178	66	1.251.848	93%
Numero PDR interessati da altre operazioni di telegestione	25.244	8.330	3.700	1.186	38.460	

4.5 REGISTRO ALLARMI

Altro elemento interessante e innovativo dei rapporti prodotti dai progetti di sperimentazione è il dato relativo agli allarmi provenienti dagli *smart meter* gas.

Essi hanno importanti ricadute sul lato operativo per i distributori non solo dal punto di vista della gestione in campo dei contatori in allarme, ma anche dal punto di vista dell'interazione con l'Operatore Terzo.

La reportistica prodotta è di natura biennale per tutta la durata della fase di esercizio, ma di particolare valore risultano i dati del secondo anno perché depurati dalle duplicazioni: in caso di insorgenza di un allarme, esso viene inviato al sistema centrale tutte le volte che il contatore entra in comunicazione con il concentratore e il processo si ripete fino all'evento di cessazione della situazione di allarme o in caso di comando di reset del registro allarmi.

La decodifica degli allarmi è stata effettuata dai singoli distributori con il supporto dei fornitori di contatori, mentre la classificazione in categorie è stata realizzata dal presente gruppo di lavoro per semplificare la lettura dei dati.

In un anno i circa 41.500 contatori gas in servizio hanno generato oltre 48.000 allarmi univoci come riportato in Tabella 12 - Tipologie di allarmi provenienti dai Contatori Gas RF 169Mhz.

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

Tabella 12 - Tipologie di allarmi provenienti dai Contatori Gas RF 169Mhz

CONTATORI GAS	Allarmi		di cui	
Allarme generico	25.249	52,3%		
Different possible errors related to the GasSupply (ie not possible to open the valve)			25.200	99,8%
Allarmi evento			47	0,2%
Errore generico			1	0,0%
Generic Error			1	0,0%
Errore modulo radio	8.250	17,1%		
Communication Problem			3.766	45,6%
CommunicationProblem			1.908	23,1%
Problemi di comunicazione			1.098	13,3%
CommunicationError			1.090	13,2%
Signal			388	4,7%
Memoria eventi piena	5.689	11,8%		
Metrologic Register (Metrological Event Log) > 90%			2.579	45,3%
Metrologic Register (Metrological Event Log) full			2.556	44,9%
Registro > 90%			190	3,3%
Registro completo			175	3,1%
Registro Eventi Metrologici (Metrological Event Log) ≥90%			97	1,7%
Allarme buffer eventi pieno			91	1,6%
Memory Error			1	0,0%
Falso allarme di misura	4.953	10,3%		
Giornaliero			2.646	53,4%
Consumi anomali (falsi allarmi)			2.307	46,6%
Errore sincronizzazione orologio	2.399	5,0%		
Clock Synchronization Failed			2.399	100,0%
Errore di misura	1.222	2,5%		
Consumi anomali			702	57,4%
Errore Misura			425	34,8%
Algoritmo di misura in errore			91	7,4%
Metrologic Algorithm Error			4	0,3%
Antitamper	227	0,5%		
Manomissione			115	50,7%
Rilevata manomissione (tamper)			56	24,7%
Allarme tentativo di frode			31	13,7%
Tamper Detected			25	11,0%
Batteria	174	0,4%		
Livello batteria critico			167	96,0%
Batteria < 10%			3	1,7%
Batteria critica			2	1,1%
Battery Level < 10%			2	1,1%
Consumo su PDR chiuso	66	0,1%		
Consumi contatore chiuso/tentativi di frode			59	89,4%
ConsumptionDisconnectedUser			4	6,1%
Consumption Disconnected User			3	4,5%
Allarme di pressione anomala	26	0,1%		
Allarme fuori portata			11	42,3%
Pression Flow Error (overflow or opposite flow)			9	34,6%
Errore Portata			6	23,1%
Totale complessivo	48.255	100,0%		

Si registra la prevalenza di “Allarmi generici” (52,3%) su cui poco si può dire, se non che meritino sicuramente ulteriori analisi da parte dei distributori con i rispettivi fornitori dei contatori.

Il 17,1% degli allarmi ha riguardato problemi di comunicazione del modulo radio, l’11,8% il riempimento del registro della memoria eventi presente sul contatore, mentre nella categoria “falso allarme di misura” (10,3%) sono riportati gli allarmi che gli operatori hanno classificato come “falsi positivi o non meritevoli di attenzione” dopo aver effettuato l’analisi con i relativi fornitori di contatori. Si attestano sul 5% gli errori di sincronizzazione dell’orologio, messaggi generati dal sistema quando l’orologio del contatore riporta un orario che esce dagli stringenti limiti di tolleranza rispetto all’ora presente sui sistemi centrali.

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

Pur rientrando nella coda della frequenza degli allarmi, particolarmente delicati dal punto di vista dell'utenza finale risultano gli allarmi relativi agli "Errori di misura" (2,5%).

Scendendo ulteriormente verso gli allarmi con frequenza residuale troviamo le segnalazioni di "Antitamper", "Batteria", "Consumi anomali", "Pressione anomala". In particolare, sul consumo Batteria si rimanda alle definizioni e considerazioni riportate nel paragrafo 4.7 Registro Batterie.

4.6 INTERVENTI ON-SITE

Strettamente correlati al tema degli allarmi, sono sicuramente gli interventi on-site registrati dai distributori durante il biennio di gestione del parco contatori gas. Essi danno sicuramente una indicazione dell'operatività richiesta per la gestione di un parco di *smart meter* per la soluzione dei problemi legati alla fase di messa in servizio degli stessi.

La Tabella 13 - Interventi on-site su contatori del Gas sintetizza quanto riportato nei rapporti di esercizio e insieme al grafico della Figura 10 - Evoluzione temporale degli interventi *on-site* sui contatori Gas racconta come gli interventi sul campo da parte dei distributori siano significativamente frequenti all'inizio per poi ridursi nel secondo anno di esercizio (dal 15,2% al 4,2% rispetto al parco contatori messo in servizio). La percentuale scende ulteriormente verso un 3% tendenziale annuo nel quarto semestre di esercizio.

Tabella 13 - Interventi on-site su contatori del Gas

TIPOLOGIA INTERVENTO	ANNO 1			ANNO 2		
	Numero interventi	% su totale interventi	% per categoria	Numero interventi	% su totale interventi	% per categoria
Numero interventi in campo a causa di segnalazioni diagnostiche relative a consumi di batteria	3	0,0%		9	0,5%	
di cui con sostituzione batteria	-		0,0%	-		0,0%
di cui senza sostituzione batteria	3		100,0%	9		100,0%
Numero interventi in campo a causa di mancata trasmissione	3.137	48,8%		1.280	73,3%	
di cui con effettivo intervento risolutore	1.759		56,1%	610		47,7%
di cui senza intervento risolutore	1.378		43,9%	670		52,3%
Numero interventi in campo per verifiche di effettiva attuazione a seguito di transazione da remoto	-	0,0%		19	1,1%	
di cui a causa mancato feedback dal sistema	-		-	6		31,6%
di cui altra causa	-		-	13		68,4%
Numero interventi in campo per aggiornamenti o configurazioni	1.507	23,5%		52	3,0%	
Numero interventi in campo per manutenzioni straordinarie a seguito di guasti e avarie	1.665	25,9%		336	19,2%	
di cui fonte allarme	1.361		81,7%	231		68,8%
di cui fonte cliente	304		18,3%	105		31,3%
Numero interventi in campo per manutenzioni straordinarie a seguito di danneggiamenti e/o vandalism	110	1,7%		50	2,9%	
di cui fonte allarme	109		99,1%	43		86,0%
di cui fonte cliente/	1		0,9%	7		14,0%
di cui fonte interno aziendale	-		0,0%	-		0,0%
Totale interventi	6.422	100,0%		1.746	100,0%	

% Interventi rispetto ai meter in esercizio

15,3%

4,2%

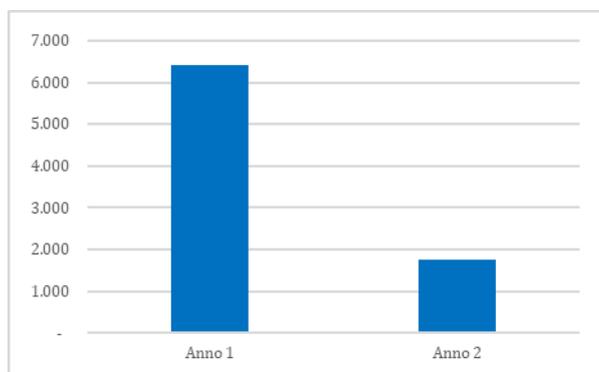


Figura 10 - Evoluzione temporale degli interventi *on-site* sui contatori Gas

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

La principale causa di intervento *on site* è dovuta alla mancata trasmissione da parte del contatore messo in funzione (48,8% nel primo anno e 73,3% nel secondo anno rispetto al totale degli interventi annuali effettuati). Significativo è il dato che in caso di mancata trasmissione, in un caso su due, comunque l'intervento *on site* non sia risultato risolutivo, dimostrando che forse il problema è gestibile solo con interventi volti a garantire una maggiore copertura da parte della rete radio.

La difficoltà operativa è maggiore nel caso di contatori non accessibili per i quali l'onere e la tempestività dell'intervento sul contatore sono aggravati dalla necessità di concordare l'intervento con il cliente finale.

“Nel caso di contatori installati all'interno delle abitazioni vi sono numerose difficoltà gestionali”, perché, “in caso di un qualsiasi problema di comunicazione o segnalazione di allarme da parte dell'apparato, è estremamente difficile per il personale operativo poter eseguire l'intervento in maniera tempestiva”, senza averlo concordato “con il cliente finale” (INRETE, Report *Roll-out* mese 21, pag.11)

E ancora

“Più in generale merita menzione il fatto che il concetto di “accessibilità” tra un meter tradizionale e uno *Smart meter* presenta un significato che in alcuni casi è significativamente differente. Pur correttamente classificato come accessibile, il meter tradizionale collocato in un vano chiuso non accessibile dal distributore ma con il segnante allineato con una finestrella trasparente diviene di fatto una situazione di problematica gestione qualora il meter sia sostituito con uno di tipologia *Smart*.” (INRETE, Report finale, pag.3)

Altre cause di necessità di intervento *on site* sono da ricercare per:

- problemi di guasto o malfunzionamento (23,9% nel primo anno, sceso a 19,2% nel secondo anno) per lo più segnalati a fronte di allarme scaturito dallo stesso contatore;
- necessità di effettuare aggiornamenti firmware di bordo (23,5% dei casi nel primo anno; 3% nel secondo anno) risultati impossibili da eseguire da remoto.

Anche la gestione dei contatori dell'acqua ha registrato un trend di decrescita nel corso dei due anni di esercizio (dal 17,1% del primo anno al 6% del secondo anno, rispetto al parco contatori messo in servizio). In particolare, hanno registrato una punta massima nel primo quadrimestre dalla messa in servizio.

C'è da chiarire che, nel caso dei contatori acqua, non è presente la componente di allarme, quindi le problematiche per le quali sono stati necessari interventi *on-site* sono principalmente dovute alla mancata ricezione del dato sui sistemi aziendali.

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

Tabella 14 - Interventi on-site su contatori dell'Acqua

TIPOLOGIA INTERVENTO	ANNO 1			ANNO 2		
	Numero interventi	% su totale interventi	% per categoria	Numero interventi	% su totale interventi	% per categoria
Numero interventi in campo a causa di segnalazioni diagnostiche relative a consumi di batteria	7	0,4%		1	0,2%	
di cui con sostituzione batteria	-		0,0%	1		100,0%
di cui senza sostituzione batteria	7		100,0%	-		0,0%
Numero interventi in campo a causa di mancata trasmissione	1.740	95,1%		559	87,3%	
di cui con effettivo intervento risolutore	367		21,1%	87		15,6%
di cui senza intervento risolutore	1.373		78,9%	472		84,4%
Numero interventi in campo per verifiche di effettiva attuazione a seguito di transazione da remoto	10	0,5%		-	0,0%	
di cui a causa mancato feedback dal sistema	2		20,0%	-		-
di cui altra causa	8		80,0%	-		-
Numero interventi in campo per aggiornamenti o configurazioni	12	0,7%		55	8,6%	
Numero interventi in campo per manutenzioni straordinarie a seguito di guasti e avarie	43	2,4%		5	0,8%	
di cui fonte allarme	28		65,1%	-		0,0%
di cui fonte cliente	15		34,9%	5		100,0%
Numero interventi in campo per manutenzioni straordinarie a seguito di danneggiamenti e/o vandalism	17	0,9%		20	3,1%	
di cui fonte allarme	7		41,2%	-		0,0%
di cui fonte cliente/	10		58,8%	-		0,0%
di cui fonte interno aziendale	-		0,0%	20		100,0%
Totale interventi	1.829	100,0%		640	100,0%	
	% interventi rispetto ai meter in esercizio 17,1%			% interventi rispetto ai meter in esercizio 6,0%		

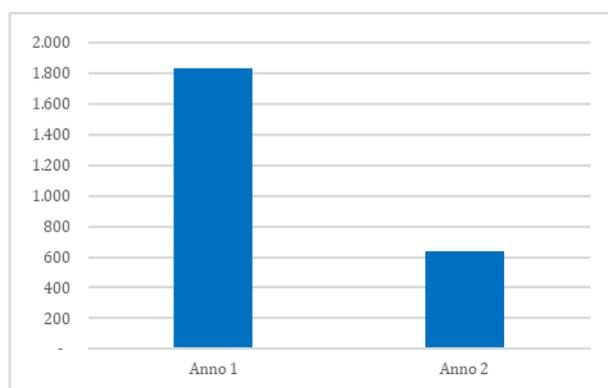


Figura 11 - Evoluzione temporale degli interventi on-site sui contatori Acqua

Anche qui però la maggiorparte degli interventi da parte del distributore non ha comunque prodotto alcuna risoluzione positiva alla problematica trasmissiva, evidenziando anche qui principalmente un problema di copertura di rete radio.

4.7 REGISTRO BATTERIE

Il primo dato che si deve riportare sul tema della durata della batteria, è che, come nelle attese, durante il periodo di sperimentazione (anzianità dei contatori da 26 a 41 mesi considerando la data di prima installazione alla fine dei due anni di esercizio) tra i circa 42.000 contatori gas punti-multipunto inclusi nei progetti di sperimentazione non sono state registrate sostituzioni per esaurimento della batteria non metrologica.

Durante la sperimentazione è stato richiesto ai distributori di leggere periodicamente il dato del "Registro batteria non metrologica" su un campione stabile di contatori gas.

Il dato è stato estratto direttamente dal registro del contatore, tuttavia è doveroso sottolineare che non è una misura diretta della carica residua della batteria.

Il registro riporta infatti il risultato di un algoritmo di calcolo teorico che il contatore implementa e attraverso il quale, sulla base del numero e della tipologia di operazioni non metrologiche che effettua nel corso della sua vita operativa, detrae una specifica quota di unità da un valore teorico preimpostato

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

dal costruttore sulla base di un profilo standard di utilizzo supportato per durare a lungo, possibilmente 15 anni.

Fatta questa opportuna premessa, invece che di registro della durata residua della batteria, si dovrebbe parlare più propriamente di indicatore di utilizzo effettivo di funzionalità non metrologiche rispetto al profilo standard ipotizzato dal costruttore per il contatore, rapportato alla durata di funzionamento del contatore (anzianità di vita).

Dal campione di 48 misuratori gas per i quali il dato del registro è stato periodicamente monitorato lungo tutto il periodo previsto è stato possibile costruire la seguente Figura 12 - Grado di rispetto del profilo d'uso del contatore rispetto alla sua anzianità

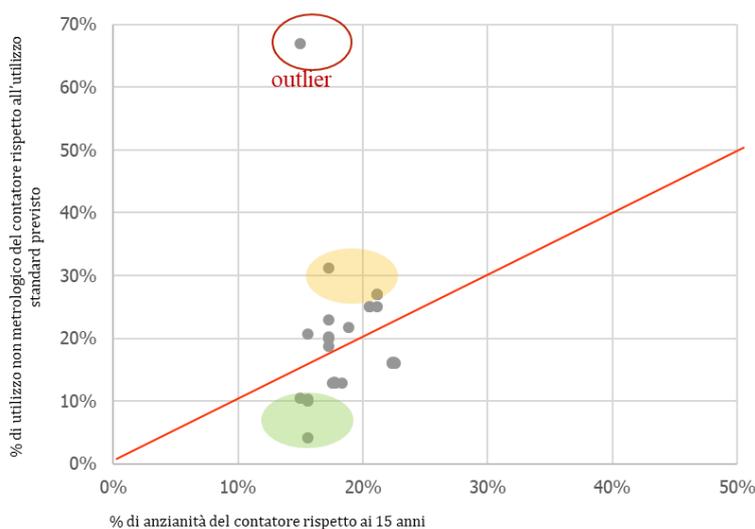


Figura 12 - Grado di rispetto del profilo d'uso del contatore rispetto alla sua anzianità

La bisettrice del grafico (linea rossa) rappresenterebbe il luogo geometrico dei punti di perfetta sovrapposizione tra l'effettivo uso del contatore e il suo profilo standard.

A parte un caso (*outlier*) con valore anomalo che riporta un utilizzo di funzionalità molto intenso (67% in circa 2 anni) rispetto al profilo standard previsto nei 15 anni, si può affermare che la maggior parte dei contatori gravitano all'intorno della bisettrice (salvo una prevalenza di quelli nel semipiano superiore) e confermano la bontà della stima del profilo standard.

Nello specifico, si possono identificare due gruppi ben distinti di contatori sulla base della loro posizione relativa rispetto alla bisettrice:

- Contatori sotto la bisettrice, la cui componente non metrologica è stata sottoutilizzata rispetto al profilo standard atteso per la loro anzianità di esercizio (area evidenziata in verde);
- Contatori sopra la bisettrice, la cui componente non metrologica è stata sovrautilizzata rispetto al profilo standard atteso per la sua anzianità di esercizio (area evidenziata in giallo).

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

In particolare, i contatori circoscritti nell'area verde hanno attivato funzionalità non metrologiche in numero inferiore rispetto a quelle che sarebbero state previste dai relativi costruttori per contatori di circa 2 anni di vita. Se ne desumerebbe quindi un minore consumo della batteria non metrologica con ipotetici benefici sulla lunghezza della durata della batteria.

Viceversa, conclusioni opposte si possono trarre per i contatori circoscritti nell'area gialla la cui componente non metrologica è stata sovra utilizzata con ipotetici rischi sulla durata della batteria.

È tuttavia utile riportare che i contatori gas ambito del monitoraggio del registro batteria rientrano in lotti prodotti nel biennio 2014-2015, ossia in un periodo di generale immaturità tecnologica dei prodotti e di inesperienza dei distributori nella gestione degli stessi. Essi sono quindi stati oggetto di attività straordinarie da remoto post installazione come ad esempio *aggiornamenti firmware* e modifiche delle configurazioni iniziali.

Il fatto che la maggiorparte del campione si trovi sopra la bisettrice (area di sovra utilizzo della batteria non metrologica del contatore rispetto al profilo d'uso standard) dimostra che negli anni specifici della sperimentazione fosse più facile per un distributore trovarsi nella situazione di dover intervenire da remoto sul contatore una volta completata la fase di sostituzione.

È verosimile attendersi che, con il passare degli anni, la progressiva maturità tecnologica dei contatori e la maggiore esperienza dei distributori nella loro gestione possano avere un ruolo benefico nella riduzione della numerosità delle operazioni straordinarie da remoto post installazione. Non è comunque trascurabile la quantità di contatori del campione che nonostante tutto si trovano sotto la bisettrice (area di sottoutilizzo della batteria non metrologica del contatore rispetto al profilo d'uso standard).

Si richiama infine comunque l'attenzione sulla fragilità delle ipotesi alla base delle considerazioni teoriche sull'effettivo consumo della batteria:

- Il consumo di una batteria non segue un andamento lineare, bensì presenta in genere un decadimento repentino, quasi verticale, nella zona terminale della curva di esercizio;
- L'algoritmo di calcolo non può tenere conto delle condizioni d'uso specifiche del contatore;
- Esiste il fenomeno dell'auto scarica della batteria che avviene indipendentemente dal suo utilizzo.

A queste considerazioni si aggiungono aspetti climatici e locali specifici che notoriamente sembrano avere ripercussioni importanti sulle durate effettive delle batterie:

“Un altro problema riscontrato è la temperatura che viene raggiunta all'interno delle nicchie sia in estate che in inverno. Durante la stagione estiva, se la nicchia è esposta al sole all'interno possono venire raggiunte facilmente temperature superiori ai 55°C (temperature di funzionamento dei contatori), tali temperature comportano l'attivazione degli allarmi di temperatura fuori range e può avere un effetto negativo sulla vita utile della batteria. Durante la stagione invernale l'esposizione continuata a temperature basse, prossime allo zero, comporta ugualmente uno stress sulla batteria che può comportare lo scarico precoce della stessa” (INRETE, Report finale, pag.5)

RISULTATI OPERATIVI OTTENUTI DAI MODELLI ORGANIZZATIVI DI GESTIONE

Al di là di qualunque ragionamento sull'efficacia del "registro batteria" per rappresentare l'effettivo stato di salute della stessa, in assenza di alternative, emerge comunque l'opportunità di considerarlo come un parametro di riferimento per raccomandare un processo attivo di presidio del parco contatori elettronici installati volto a prolungare la durata effettiva della batteria, possibilmente coerentemente alla vita tecnica del contatore. Si riportano alcune azioni che possono essere previste a tale scopo:

- Aumento dell'efficacia di copertura della rete radio sulla base sia delle effettive *performance* di raggiungibilità sia dei valori di potenza del segnale radio di trasmissione/ricezione;
- Configurazione della frequenza di trasmissione dati sulla base dell'affidabilità di comunicazione del singolo contatore, nei limiti delle esigenze di esercizio e rispetto delle norme.
- Introduzione di un sistema di monitoraggio in continuo stimato dell'effettivo utilizzo delle funzioni non metrologiche del contatore sulla base del tracciamento dei comandi remoti effettuati e delle configurazioni impostate localmente.

5 Economicità delle soluzioni proposte

La presenza di una infrastruttura di comunicazione aperta e una infrastruttura informatica basata su sistemi centrali progettati con l'ottica di accogliere e gestire correttamente i dati di vari servizi (es. segregazione e protezione dei dati a tutela della privacy e della concorrenza), entrambi gestiti da un Operatore Terzo, rappresenta un duplice vantaggio: da un lato l'opportunità di favorire l'accesso a nuovi servizi "smart" da rendere disponibili alla collettività; dall'altro rendere ulteriormente efficienti i servizi già operativi.

I modelli praticati nelle sperimentazioni multiservizio evidenziano la fattibilità realizzativa di una simile infrastruttura e la fungibilità del relativo modello gestionale pur presentando livelli differenti di integrazione e condivisione. Sicuramente l'effettiva economicità è da ricercarsi con economie di scala conseguibili con realizzazioni su più larga scala e di più ampio respiro temporale rispetto a quanto si è potuto concretizzare attraverso i progetti di sperimentazione multiservizio. Tuttavia, un'analisi critica dei costi rappresentati dai progetti già ne fa intravedere il potenziale di economicità e la sua relazione con i diversi modelli di integrazione e condivisione implementati.

Infine, la verifica dell'economicità richiederebbe la disponibilità dei costi indicati dalle imprese coinvolte, suddivisi, se possibile, per settore regolato dall'Autorità e, quando riferiti all'Operatore Terzo (costi comuni e condivisi), attribuiti ai diversi settori regolati con un driver di utilizzo.

Con tali informazioni di dettaglio, per determinare l'efficienza dei costi sarebbe necessario confrontare tali costi con l'attuale costo riconosciuto in tariffa: sui settori regolati infatti vige la copertura dei costi efficienti tramite le tariffe (secondo gli schemi regolatori peculiari di ogni settore) per i soggetti che sviluppano e gestiscono le infrastrutture. Il servizio di misura comprende sia l'installazione e la manutenzione del misuratore (generalmente svolto in modo diretto dal distributore), sia la raccolta del dato di misura (che può essere svolta da un Operatore Terzo *Carrier*) e la sua validazione (che può essere svolta da un Operatore Terzo *Agente*).

Nei servizi dell'energia elettrica e del gas, strutturati da diversi anni, le tariffe di misura già evidenziano componenti legate a queste attività e l'economicità di una soluzione potrebbe essere verificata in linea di massima ricalcolando le potenziali componenti tariffarie sulla base del periodo di sperimentazione considerato e dei costi indicati nelle relazioni (a parità di servizio svolto).

Pur non avendo a disposizione dettagli tali da portare avanti un'analisi accurata, sono state formulate alcune considerazioni di massima che fanno intravedere spazi di economicità nelle soluzioni multiservizio gestite da Operatori Terzi, in particolare per la fase di esercizio, purché esse siano realizzate in contesti di elevata numerosità di punti gestiti tali da permettere adeguate economie di scala e abbiano un più ampio orizzonte temporale.

5.1 COSTI SOSTENUTI DAI PROGETTI E VALUTAZIONI IN MERITO

In questo paragrafo si riportano i dati relativi ai costi dichiarati dai progetti di sperimentazione nel corso delle fasi di *Roll-out* e di *Esercizio*, per le varie componenti aggregate di progetto.

ECONOMICITÀ DELLE SOLUZIONI PROPOSTE

Si ricorda che l'attività di sperimentazione ha beneficiato di un finanziamento specifico previsto dall'art. 8.2 della deliberazione 393/2013/R/gas: "[...] a ciascun progetto pilota viene riconosciuto un contributo a copertura dei costi sostenuti secondo la seguente articolazione:

- un contributo forfettario una tantum, riconosciuto al completamento della messa in servizio, pari a 250.000,00 (duecentocinquantamila/00) euro per i primi 2.500 punti telegestiti, più 20,00 (venti/00) euro per punto telegestito eccedente i primi 2.500 e fino a 10.000 punti complessivi, più 10,00 (dieci/00) euro per punto telegestito eccedente i primi 10.000 punti fino a un massimo di 20.000 punti telegestiti totali;
- un contributo annuo pari a 2,00 (due/00) euro per punto telegestito e per anno, per la durata massima di due anni decorrenti dalla messa in servizio."

Il finanziamento ha favorito l'interesse di più soggetti economici a partecipare alle sperimentazioni, di contro ha generato effetti distorsivi dal punto di vista della evidenza dei costi sostenuti dai progetti, al pari degli interessi da parte di alcuni soggetti partecipanti di investire in mezzi e risorse pur di essere presenti quali possibili attori di un potenziale mercato futuro.

La premessa è doverosa perché, come esplicitato dagli stessi responsabili dei progetti, per alcune voci i costi sono ripresi dalla contabilità aziendale, per altre voci i costi sono stati stimati sulla base di ipotesi di impiego e utilizzo di risorse messe a disposizione anche gratuitamente da parte dei *partners* coinvolti nelle sperimentazioni.

La Tabella 15 – Costi effettivi e stimati dichiarati per la fase di *Roll-out* e la Tabella 16 – Costi effettivi e stimati dichiarati per la fase di *Esercizio biennale* riportano i costi effettivi sostenuti e stimati ipotizzati per la realizzazione dei progetti di sperimentazione e per la loro gestione.

Tabella 15 – Costi effettivi e stimati dichiarati per la fase di *Roll-out*

Soggetto	Servizi	Natura costo	IRETI	INRETE	Retegas Bari	Megareti	ISERA	SED	Totale
Esercente	Gas	Acquisto e installazione Meter	€ 2.248.329	€ 1.517.799	€ 1.715.980	€ 979.200	€ 182.000	€ 225.651	€ 6.868.959
Partner esercente	Altri servizi regolati e non regolati	Acquisto e installazione Meter	Non Disponibile	€ 946.097	€ 188.823	€ 102.400	€ 199.299	€ 262.138	€ 1.698.757
Operatore terzo	Carrier o Agente	Realizzazione sistema centrale di acquisizione dati, network manager, portale clienti, interfacce	€ 241.769	€ 751.190	€ 681.036	€ 200.400	€ 85.000	€ 135.000	€ 2.363.887
		Acquisto e installazione apparati di rete (concentratori ripetitori)			€ 201.000		€ 13.992	€ 54.500	
Totale attività caratteristica			€ 2.490.098	€ 3.215.086	€ 2.786.839	€ 1.282.000	€ 480.291	€ 677.289	€ 10.931.603
Altre voci	Attività accessorie	Coordinamento progetto, progettazione tecnica soluzione, reporting periodico				€ 146.400			€ 146.400
Totale generale			€ 2.490.098	€ 3.215.086	€ 2.786.839	€ 1.428.400	€ 480.291	€ 677.289	€ 11.078.003

Tabella 16 – Costi effettivi e stimati dichiarati per la fase di *Esercizio biennale*

Soggetto	Servizi	Natura costo	IRETI	INRETE	Retegas Bari	Megareti	ISERA	SED	Totale
mesi durata esercizio			24	24	24	24	24	24	24
Esercente	Gas	Sostituzione e verifica meter per allarmi e mancate comunicazioni	6470 (*)	15602 (*)	€ 97.696	€ 26.800	Non Disponibile	€ 55.299	€ 201.867
Partner esercente	Altri servizi regolati e non regolati	Sostituzione e verifica meter per allarmi e mancate comunicazioni	Non Disponibile	€ 52.784	€ 4.600	€ 15.800	Non Disponibile	€ 47.673	€ 120.857
Operatore terzo	Carrier o Agente	Manutenzione SW, Licenze			€ 163.205		€ 30.106	€ 70.100	€ 765.510
		Sostituzione e verifica corretto funzionamento apparati di rete	€ 248.799	€ 211.500	€ 6.000	€ 32.800	€ -	€ 3.000	
Totale attività caratteristica			€ 255.269	€ 279.886	€ 271.501	€ 75.400	€ 30.106	€ 176.072	€ 1.088.234
Altre voci	Attività accessorie	Coordinamento progetto, monitoraggio avanzamenti, reporting periodico				€ 87.700			€ 87.700
Totale generale			€ 255.269	€ 279.886	€ 271.501	€ 163.100	€ 30.106	€ 176.072	€ 1.175.934

* solo verifica

ECONOMICITÀ DELLE SOLUZIONI PROPOSTE

Sulla base dei servizi e relativi elementi (contatori/sensori/add-on/concentratori/traslatori) messi in servizio dai vari progetti (vedi Tabella 17 - Numerosità elementi messi in servizio), si possono facilmente ricavare gli investimenti e i costi operativi medi annui unitari sostenuti distintamente durante le fasi di *Roll-out* e esercizio.

Tabella 17 - Numerosità elementi messi in servizio

Elementi	Dettagli	IRETI	INRETE	Retegas Bari	Megareti	ISERA	SED	Totale
Meter Gas	contatori	15.148	9.161	11.856	3.775	1.040	1.045	42.025
Meter altri servizi	contatori/sensori/add-on	4.023	4.358	1.183	557	2.624	1.496	14.241
di cui acqua	contatori/add-on	3.359	3.638	1.011	413	1.048	1.200	10.669
altro	contatori/sensori	664	720	172	144	1.576	296	3.572
Apparati di rete	Concentratori e Traslatori	20	22	238	47	11	17	355

Tabella 18 - Investimento unitario di *Roll-out* per punto messo in servizio

Costo unitario	Servizi	Natura costo	IRETI	INRETE	Retegas Bari	Megareti	ISERA	SED	Totale
Costo unitario per punto messo in servizio	Gas	Acquisto e installazione Meter	€ 148,42	€ 165,68	€ 144,74	€ 259,39	€ 175,00	€ 215,93	€ 163,45
	Altri servizi regolati e non regolati	Acquisto e installazione Meter	Non Disponibile	€ 217,09	€ 159,61	€ 183,84	€ 75,95	€ 175,23	€ 119,29
Incidenza costi Operatore terzo per punto messo in servizio	Carrier o Agente	Realizzazione sistema centrale di acquisizione dati, network manager, portale clienti, interfaccia	€ 12,61	€ 55,57	€ 52,23	€ 46,26	€ 23,20	€ 53,13	€ 42,01
		Acquisto e installazione apparati di rete (concentratori ripetitori)			€ 15,42		€ 3,82	€ 21,45	
Costo unitario annuo di realizzazione per punto messo in servizio	Tutti	Attività caratteristica	€ 129,89	€ 237,82	€ 213,73	€ 295,94	€ 131,08	€ 266,54	€ 194,28

Nota alla tabella: i valori medi rappresentati sono suscettibili alle diverse numerosità delle consistenze di riferimento

La voce principale di investimento risulta essere, come prevedibile, la voce di acquisto e installazione dei contatori.

Il costo sostenuto per i contatori gas avvenuto nel periodo 2014-15 è superiore rispetto a quello registrato nelle successive procedure di acquisto avvenute negli anni seguenti e attualmente ancora in corso.

I progetti di sperimentazione hanno infatti dovuto sostenere l'acquisto dei contatori gas in una fase iniziale della rampa di produzione dei contatori del gas e comunque per quantitativi spesso esigui per singolo progetto che non sempre hanno permesso di attivare le opportune economie di scala. Quest'ultimo fenomeno è evidente se si correlano i prezzi in base alla numerosità delle partite di contatori acquistati (vedi Figura 13 - Rapporto tra quantità e prezzo di acquisto e installazione contatori del gas)

ECONOMICITÀ DELLE SOLUZIONI PROPOSTE

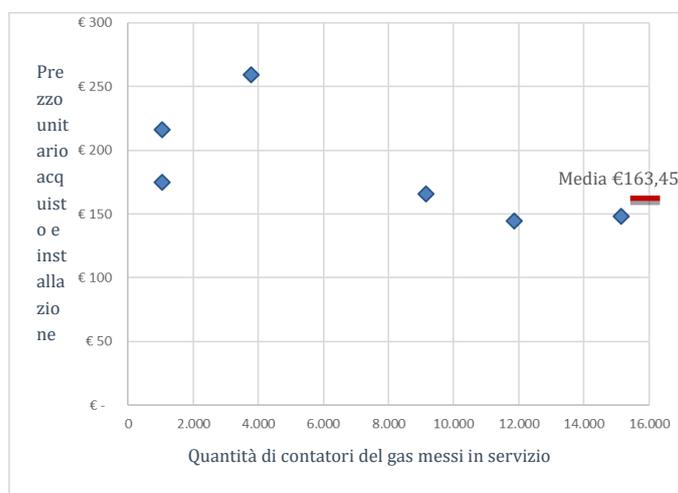


Figura 13 - Rapporto tra quantità e prezzo di acquisto e installazione contatori del gas

Se confrontiamo il costo unitario di acquisto, installazione e messa in servizio dei contatori del gas con il costo standard riconosciuto per gli investimenti effettuati nel 2014 (pari a 180 euro ossia 120 euro + 50%), il costo medio registrato di 163,45 euro è stato inferiore al valore di riferimento, con l'eccezione dei soli progetti di piccole dimensioni.

Apparentemente non sembra esserci una correlazione evidente tra gli investimenti unitari sostenuti dall'Operatore Terzo e i rapporti di concentrazione (numero punti per apparato di rete) dichiarati dal progetto. Questo dato è inficiato da almeno due fenomeni:

- l'incertezza sulla effettiva contabilizzazione di tutti gli investimenti sostenuti dai partners facenti funzione di Operatore Terzo
- il peso unitario degli investimenti relativi ai sistemi informatici centrali per i progetti di piccole dimensioni

Tuttavia, si evidenziano i seguenti risultati:

- i progetti che hanno livelli di concentrazione più bassi sono anche quelli dove l'efficienza degli investimenti unitari da parte dell'Operatore Terzo risulta inferiore;
- uno dei progetti con livello di concentrazione di punti per apparato di rete più elevato ha registrato minori investimenti unitari per punto messo in servizio.

ECONOMICITÀ DELLE SOLUZIONI PROPOSTE

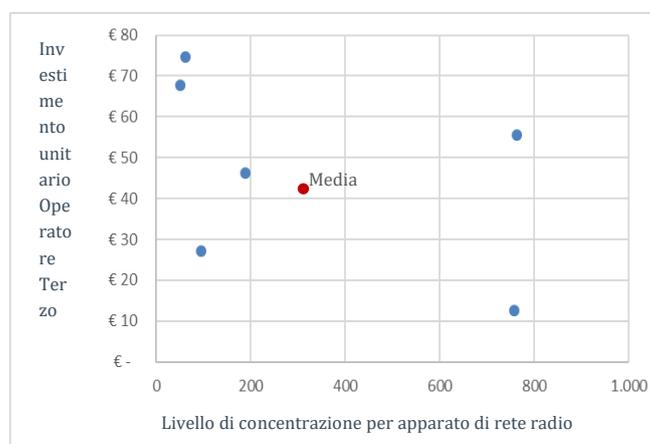


Figura 14 - Rapporto tra livelli di concentrazione e investimenti unitari sostenuti dall'Operatore Terzo

I costi operativi per l'esercizio della sperimentazione, anche essi rapportati ai punti effettivamente messi in servizio, sono mancanti di alcune voci puntuali non valorizzate da alcuni progetti, ma non tali da mettere in discussione l'ordine di grandezza degli stessi.

Tabella 19 - costo operativo unitario annuo di Esercizio

Costo unitario	Servizi	Natura costo	IRETI	INRETE	Retegas Bari	Megareti	ISERA	SED	Totale
Costo medio annuo di gestione punti	Gas	Sostituzione e verifica meter per allarmi e mancate comunicazioni	€ 0,43*	€ 1,70*	€ 4,12	€ 3,55	Non Disponibile	€ 26,46	€ 2,40
	Altri servizi regolati e non regolati	Sostituzione e verifica meter per allarmi e mancate comunicazioni	Non Disponibile	€ 6,06	€ 1,94	€ 14,18	Non Disponibile	€ 15,93	€ 4,24
Costo medio annuo di esercizio Operatore terzo per punti gestiti	Carrier o Agente	Realizzazione sistema centrale di acquisizione dati, network manager, portale clienti, interfacce	€ 6,49	€ 7,82	€ 6,26	€ 3,79	€ 4,11	€ 13,79	
		Sostituzione e verifica corretto funzionamento apparati di rete			€ 0,23		€ -	€ 0,59	
		Totale Operatore Terzo	€ 6,49	€ 7,82	€ 6,49	€ 3,79	€ 4,11	€ 14,38	€ 6,80
Costo medio unitario annuo di esercizio	Tutti	Attività caratteristica	€ 6,66	€ 10,35	€ 10,41	€ 8,70	€ 4,11	€ 34,65	€ 9,67

* solo verifica

Nota alla tabella: i valori medi rappresentati sono suscettibili alle diverse numerosità delle consistenze di riferimento

È difficile trarre delle conclusioni definitive sui costi unitari vista l'alta variabilità da progetto a progetto anche per la natura e grandezza degli stessi.

Sicuramente però si può sostenere che i costi di gestione dei contatori sono spesso mancanti di una serie di sottovalutazioni dovute ad una non attenta imputazione dei costi interni di esercizio alle attività specifiche del progetto di sperimentazione.

I costi operativi unitari specifici dell'Operatore Terzo sarebbero da valutare in un'ottica di ben più ampia dimensione progettuale per consentire la realizzazione di economie di scala che in queste realizzazioni sperimentali non si concretizzano. Sicuramente però i costi unitari dell'Operatore Terzo beneficiano dell'ampliamento del bacino di punti gestiti grazie alla presenza di ulteriori servizi oltre al gas.

ECONOMICITÀ DELLE SOLUZIONI PROPOSTE

Al fine di completare le valutazioni sui costi presentati dai progetti di sperimentazione, con uno scopo puramente esemplificativo, si è voluto procedere con un confronto tra gli stessi e le attuali tariffe gas presenti nella regolazione tariffaria del servizio.

Il costo unitario di investimento e di esercizio annuo dell'Operatore Terzo dovrebbe essere confrontato principalmente con la somma del valore di riferimento unitario di TEL+CON²¹ (di seguito "componente tariffaria investimenti centralizzati") e, anche se marginalmente, al valore della componente tariffaria $t(rac)_t^{ope}$ ²² (di seguito "componente tariffaria raccolta"). Si sottolinea comunque che quest'ultima ha soprattutto l'obiettivo di compensare il distributore gas per le attività di validazione e registrazione delle misure nonché per le attività residue di raccolta che non vengono effettuate dall'Operatore Terzo per problemi tecnici o di copertura.

Al solo fine di un esercizio teorico di confronto dei dati dichiarati dai progetti di sperimentazione e delle tariffe, queste due componenti, traslate agli investimenti relativi all'anno 2014, sono stimate rispettivamente pari a 6,74 euro per punto²³ e 3,20 euro per punto²⁴.

La componente tariffaria *investimenti centralizzati*, con l'ipotesi di un WACC pari a 7,20%²⁵, e un ammortamento a 15 anni, supporrebbe una corretta remunerazione del capitale per un investimento massimo di circa 50 euro a punto di misura gas messo in servizio.

Questo valore, se paragonato ai valori medi di investimento degli Operatori Terzi per punto messo in servizio (da 12,61 euro a 74,58 euro; valore medio 42,01 euro) conferma l'ordine di grandezza atteso dalla componente tariffaria e lo spazio di opportunità per l'economicità della soluzione multiservizio.

Il costo annuo operativo sostenuto dagli Operatori Terzi (da 3,69 euro a 14,38 euro; valore medio 6,80 euro), laddove rappresentato correttamente con costi realmente sostenuti e costi stimati, risente comunque evidentemente della mancanza di opportune economie di scala e della natura sperimentale

²¹ Delibera 904/2017/R/Gas, art.3.3: "I costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori sono riconosciuti a consuntivo prevedendo un tetto ai riconoscimenti tariffari:

- per l'anno 2017, pari a 5,74 euro per punto di riconsegna presso cui sia stato messo in servizio uno smart meter;

- per l'anno 2018, pari a 5,24 euro per punto di riconsegna presso cui sia stato messo in servizio uno smart meter;

- per l'anno 2019, pari a 4,74 euro per punto di riconsegna presso cui sia stato messo in servizio uno smart meter."

²² Testo unico RTDG, art.29.1 sub e): " $t(rac)_t^{ope}$ espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure".

²³ Si è supposto di mantenere invariata la curva di efficienza prevista per gli investimenti effettuati negli anni 2016-2018 che prevede una riduzione di 0,50 euro all'anno, pertanto di stimarne il valore all'anno 2014 aumentando il valore dell'anno 2016 di 1 euro.

²⁴ Valore di riferimento del triennio 2015-2017, principali anni di esercizio delle sperimentazioni.

²⁵ Valore di riferimento per gli investimenti nell'anno 2014 nell'ambito servizi di misura.

ECONOMICITÀ DELLE SOLUZIONI PROPOSTE

dei progetti. Di conseguenza i costi operativi sono lontani dal valore di riferimento della componente tariffaria *raccolta* ipotizzata.

ANALISI DI COMPLETEZZA DEL REPORTING PERIODICO

6 Analisi di completezza del reporting periodico

6.1 CALENDARIO DEL REPORTING PERIODICO

Di seguito sono rappresentate le principali *milestone* delle sperimentazioni multiservizio e lo schema del calendario del reporting periodico prodotto dai vari progetti sulla base delle istruzioni riportate nelle Determinine DIUC 5/2015 del 31 marzo 2015 e DIEU 1/2018 del 31 gennaio 2018.

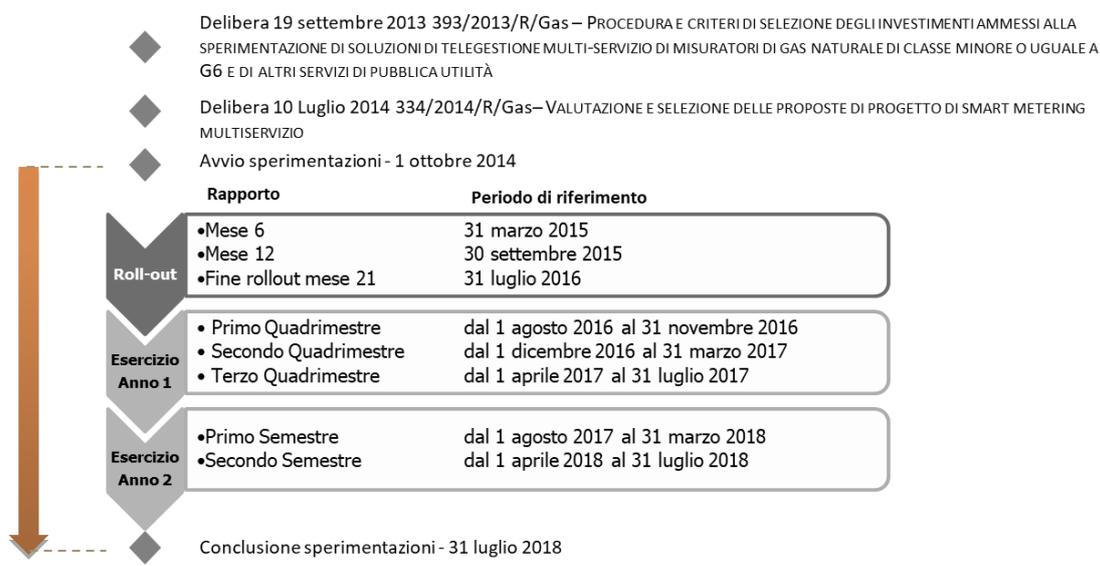


Figura 15 - Il calendario delle sperimentazioni

La verifica formale è stata effettuata sulla base del semplice parametro di presenza delle informazioni richieste all'interno delle tabelle. Di seguito i dettagli.

6.2 REPORTING ROLL-OUT

Per l'intera fase di *Roll-out*, l'analisi di completezza del reporting è stata limitata al Rapporto di fine *Roll-out* al mese 21, in quanto dal punto di vista della sintesi delle sperimentazioni esso contiene i dati più significativi. Del resto, i rapporti di *Roll-out* precedenti (mese 6, mese 12) avevano il solo scopo di monitorare l'avanzamento delle realizzazioni, riportando contenuti informativi parziali.

ANALISI DI COMPLETEZZA DEL REPORTING PERIODICO

Tabella 20 . Verifica formale sui rapporti di Roll-out

	IRETI	INRETE	RETEGAS	Megareti	ISERA	SED
1 (Punti messi in funzione)	presente	presente	presente	presente	presente	presente
2 (Punti messi in servizio)	presente	presente. In aggiunta presente la tab 2bis (regolamente comunicanti)	presente	presente	presente	presente
3 (Rapporti di concentrazione)	presente	presente	presente	presente	presente	presente
4 (Posizionamento apparati di rete)	presente	presente	presente	presente	presente	presente
5 (Problematiche installative)	presente	presente	presente	presente	presente	presente
6 (traffico dati generato)	presente	PARZIALE	presente	presente	non presente	presente
7 (architettura)	presente	presente	presente	presente	presente	presente
8 (dettagli su trasmissione dati)	presente	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE

Gli operatori hanno dimostrato una generale diligenza nel riportare le informazioni specifiche richieste da ARERA. Le uniche aree di carenza informativa sono nella tabella 8 (dettagli su trasmissione dati) e nella tabella 6 (traffico dati generato). Comunque, anche gli operatori che hanno fornito tali informazioni non hanno potuto rilevarle direttamente sul campo o dagli apparati di rete installati, ma le hanno desunte da stime teoriche.

6.3 REPORTING ESERCIZIO

Per la fase di Esercizio biennale sono stati verificati tutti i rapporti prodotti dai singoli operatori durante il periodo di piena operatività dei progetti i cui contenuti sono stati specificati nei seguenti atti:

- DIUC 5/2015:
 - o Rapporto Esercizio mese 25 (primo quadrimestre)
 - o Rapporto Esercizio mese 29 (secondo quadrimestre)
 - o Rapporto Esercizio mese 33 (terzo quadrimestre)
- DIEU 1/2018:
 - o Rapporto Esercizio mese 39 (terzo semestre)
 - o Rapporto finale Esercizio mese 45 (quarto e ultimo semestre)



Figura 16 - Sequenza di produzione della reportistica di esercizio

6.3.1 Progetto IRETI

Il progetto guidato da IRETI ha completato entrambi gli anni di esercizio producendo il reporting previsto, pur evidenziando delle carenze informative.

Il reporting è carente relativamente alla produzione delle seguenti informazioni previste:

- Tabella 3 relativa a quanto riportato sul registro batteria di un campione di 12 contatori.
- Tabelle 17 e 17bis relative ai comandi di telegestione sui contatori del gas (ad eccezione del primo quadrimestre)

I dati proposti nella tabella 19 dei primi 3 quadrimestri sono carenti del dettaglio mensile previsto.

ANALISI DI COMPLETEZZA DEL REPORTING PERIODICO

Tabella 21 - Verifica formale sui rapporti di esercizio del progetto IRETI

IRETI	ESERCIZIO MESE 25	ESERCIZIO MESE 29	ESERCIZIO MESE 33	ESERCIZIO MESE 39	ESERCIZIO FINALE
9 (pacchetti trasmessi METER/CONC)	presente	presente	presente	presente	presente
10 (pacchetti trasmessi SAC/CONC)	presente	presente	presente	non richiesta	non richiesta
11 (Batteria)	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE	PARZIALE	PARZIALE
12 (Allarmi)	presente	presente	presente	presente	presente
13 (interventi on site meter)	presente	presente	presente	presente	presente
14 (interventi on site concentratore)	presente	presente	NON PRESENTE	presente	presente
15 (affidabilità raggiungibilità)	presente	presente	presente	presente	presente
16 (disponibilità dati lettura su sac per densità abitativa)	presente	presente	presente	presente	presente
17 ^a (valvola)	presente	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE
17b (altri comandi)	presente	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE
18 (arruolamento)	presente	presente	presente	non richiesta	non richiesta
19 (affidabilità spontanea telelettura)	PARZIALE	PARZIALE	PARZIALE	presente	presente
20 (affidabilità del servizio)	presente	presente	presente	presente	presente
21 (affidabilità apparati di rete)	presente	presente	presente	presente	presente

6.3.2 Progetto INRETE

Il progetto guidato da INRETE ha concordato a dicembre 2017 con ARERA la conclusione del periodo di esercizio al mese 3 dell'anno 2, producendo il relativo reporting atteso per il periodo in ambito di progetto.

Il reporting è carente relativamente alla produzione delle informazioni previste in Tabella 3 relativa a quanto riportato sul registro batteria di un campione di 12 contatori.

Tabella 22 - Verifica formale sui rapporti di esercizio del progetto INRETE

INRETE	ESERCIZIO MESE 25	ESERCIZIO MESE 29	ESERCIZIO MESE 33	ESERCIZIO FINALE
9 (pacchetti trasmessi METER/CONC)	presente	presente	presente	presente
10 (pacchetti trasmessi SAC/CONC)	presente	presente	presente	non richiesta
11 (Batteria)	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE	presente
12 (Allarmi)	presente	presente	presente	presente
13 (interventi on site meter)	presente	presente	presente	presente
14 (interventi on site concentratore)	presente	presente	presente	presente
15 (affidabilità raggiungibilità)	presente	presente	presente	presente
16 (disponibilità dati lettura su sac per densità abitativa)	presente	presente	presente	presente
17a (valvola)	NON PRESENTE	presente	presente	presente
17b (altri comandi)	NON PRESENTE	presente	presente	presente
18 (arruolamento)	presente	presente	presente	non richiesta
19 (affidabilità spontanea telelettura)	presente	presente	presente	presente
20 (affidabilità del servizio)	presente	presente	presente	presente
21 (affidabilità apparati di rete)	presente	presente	presente	presente

Il rapporto di esercizio finale si riferisce al mese 36 in quanto INRETE ha concordato con l'Autorità una conclusione anticipata del progetto, come da proposta iniziale.

6.3.3 Progetto ReteGas Bari

Il progetto guidato da ReteGas Bari ha completato entrambi gli anni di esercizio producendo integralmente il reporting previsto.

ANALISI DI COMPLETEZZA DEL REPORTING PERIODICO

Tabella 23 - Verifica formale sui rapporti di esercizio del progetto ReteGas

RETEGAS	ESERCIZIO MESE 25	ESERCIZIO MESE 29	ESERCIZIO MESE 33	ESERCIZIO MESE 39	ESERCIZIO FINALE
9 (pacchetti trasmessi METER/CONC)	presente	presente	presente	presente	presente
10 (pacchetti trasmessi SAC/CONC)	presente	presente	presente	non richiesta	non richiesta
11 (Batteria)	presente	presente	presente	presente	presente
12 (Allarmi)	presente	presente	presente	presente	presente
13 (interventi on site meter)	presente	presente	presente	presente	presente
14 (interventi on site concentratore)	presente	presente	presente	presente	presente
15 (affidabilità raggiungibilità)	presente	presente	presente	presente	presente
16 (disponibilità dati lettura su sac per densità abitativa)	presente	presente	presente	presente	presente
17a (valvola)	presente	presente	presente	presente	presente
17b (altri comandi)	presente	presente	presente	presente	presente
18 (arruolamento)	presente	presente	presente	non richiesta	non richiesta
19 (affidabilità spontanea telelettura)	presente	presente	presente	presente	presente
20 (affidabilità del servizio)	presente	presente	presente	presente	presente
21 (affidabilità apparati di rete)	presente	presente	presente	presente	presente

6.3.4 Progetto Megareti

Il progetto guidato da Megareti ha completato entrambi gli anni di esercizio producendo integralmente il reporting previsto.

Tabella 24 - Verifica formale sui rapporti di esercizio del progetto Megareti

MEGARETI	ESERCIZIO MESE 25	ESERCIZIO MESE 29	ESERCIZIO MESE 33	ESERCIZIO MESE 39	ESERCIZIO FINALE
9 (pacchetti trasmessi METER/CONC)	presente	presente	presente	presente	presente
10 (pacchetti trasmessi SAC/CONC)	presente	presente	presente	non richiesta	non richiesta
11 (Batteria)	presente	presente	presente	presente	presente
12 (Allarmi)	presente	presente	presente	presente	presente
13 (interventi on site meter)	presente	presente	presente	presente	presente
14 (interventi on site concentratore)	presente	presente	presente	presente	presente
15 (affidabilità raggiungibilità)	presente	presente	presente	presente	presente
16 (disponibilità dati lettura su sac per densità abitativa)	presente	presente	presente	presente	presente
17a (valvola)	presente	presente	presente	presente	presente
17b (altri comandi)	presente	presente	presente	presente	presente
18 (arruolamento)	presente	presente	presente	non richiesta	non richiesta
19 (affidabilità spontanea telelettura)	presente	presente	presente	presente	presente
20 (affidabilità del servizio)	presente	presente	presente	presente	presente
21 (affidabilità apparati di rete)	presente	presente	presente	presente	presente

6.3.5 Progetto Comune di Isera

Il progetto guidato dal Comune di Isera ha completato entrambi gli anni di esercizio producendo il reporting previsto, pur con evidenti carenze informative.

Il reporting è carente relativamente alla produzione delle seguenti informazioni previste:

- Tabella 3 relativa a quanto riportato sul registro batteria di un campione di 12 contatori.
- Tabelle 13 relativa agli interventi on site sui contatori
- Tabelle 14 (con l'eccezione del mese 29) relativa agli interventi on site sui concentratori
- Tabelle 17 e 17bis relative ai comandi di telegestione sui contatori del gas per i primi due quadrimestri

ANALISI DI COMPLETEZZA DEL REPORTING PERIODICO

Tabella 25 - Verifica formale sui rapporti di esercizio del progetto Comune di Isera

ISERA	ESERCIZIO MESE 25	ESERCIZIO MESE 29	ESERCIZIO MESE 33	ESERCIZIO MESE 39	ESERCIZIO FINALE
9 (pacchetti trasmessi METER/CONC)	presente	presente	presente	presente	presente
10 (pacchetti trasmessi SAC/CONC)	presente	presente	presente	non richiesta	non richiesta
11 (Batteria)	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE
12 (Allarmi)	NON PRESENTE	presente	presente	presente	presente
13 (interventi on site meter)	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE
14 (interventi on site concentratore)	NON PRESENTE	presente	NON PRESENTE	NON PRESENTE	NON PRESENTE
15 (affidabilità raggiungibilità)	presente	presente	presente	presente	presente
16 (disponibilità dati lettura su sac per densità abitativa)	presente	presente	presente	presente	presente
17a (valvola)	NON PRESENTE	NON PRESENTE	presente	presente	presente
17b (altri comandi)	NON PRESENTE	NON PRESENTE	presente	presente	presente
18 (arruolamento)	presente	presente	presente	non richiesta	non richiesta
19 (affidabilità spontanea telelettura)	presente	presente	presente	presente	presente
20 (affidabilità del servizio)	presente	presente	presente	presente	presente
21 (affidabilità apparati di rete)	presente	presente	presente	presente	presente

6.3.6 Progetto SED

Il progetto guidato da Salerno Energia Distribuzione (SED) ha completato entrambi gli anni di esercizio producendo integralmente il reporting previsto.

Tabella 26 - Verifica formale sui rapporti di esercizio del progetto SED

SED	ESERCIZIO MESE 25	ESERCIZIO MESE 29	ESERCIZIO MESE 33	ESERCIZIO MESE 39	ESERCIZIO FINALE
9 (pacchetti trasmessi METER/CONC)	presente	presente	presente	presente	presente
10 (pacchetti trasmessi SAC/CONC)	presente	presente	presente	non richiesta	non richiesta
11 (Batteria)	presente	presente	presente	presente	presente
12 (Allarmi)	presente	presente	presente	presente	presente
13 (interventi on site meter)	presente	presente	presente	presente	presente
14 (interventi on site concentratore)	presente	presente	presente	presente	presente
15 (affidabilità raggiungibilità)	presente	presente	presente	presente	presente
16 (disponibilità dati lettura su sac per densità abitativa)	presente	presente	presente	presente	presente
17a (valvola)	presente	presente	presente	presente	presente
17b (altri comandi)	presente	presente	presente	presente	presente
18 (arruolamento)	presente	presente	presente	non richiesta	non richiesta
19 (affidabilità spontanea telelettura)	presente	presente	presente	presente	presente
20 (affidabilità del servizio)	presente	presente	presente	presente	presente
21 (affidabilità apparati di rete)	presente	presente	presente	presente	presente

7 I progetti originariamente proposti

7.1 PROGETTO IRETI NEI COMUNI DI GENOVA, PARMA E REGGIO EMILIA

Il progetto realizzato da Ireti SpA nei comuni di Genova, Parma e Reggio Emilia ha riguardato la sperimentazione di un'infrastruttura di comunicazione multiservizio di oltre 16.000 apparati.

Oltre ai servizi gas e idrico, sono ricompresi nella sperimentazione anche il teleriscaldamento, la distribuzione di energia elettrica, l'igiene ambientale e l'illuminazione pubblica.

Per la raccolta e la gestione degli apparati dei vari servizi sono state utilizzate le tecnologie radio a frequenza 169Mhz e la tecnologia PLC.

Modello di funzionamento supposto: Operatore Terzo *Carrier*

Il ruolo di operatore terzo è svolto da Telecom Italia S.p.A.

Altri partner principali del progetto sono: Mediterranea delle Acque, Iren Servizi, Iren Ambiente, altri partner tecnici.

Tabella 27 - Prospetto dei servizi realizzati al 31/7/2016 da IRETI

#	SERVIZIO	NUMERO APPARATI	TECNOLOGIA DI COMUNICAZIONE	CARATTERISTICHE
1	Gas	12.084	169 Mhz	Contatore integrato
2	Acqua potabile	3.351	169Mhz	
3	Distribuzione energia elettrica	188	PLC	
4	Teleriscaldamento	476	169Mhz	
5	Igiene ambientale – Raccolta rifiuti (*)	15	169Mhz	
6	Illuminazione pubblica (*)	10	169Mhz	
	Totale apparati	16.124		

(*): Servizi successivamente abortiti in fase di esercizio per indisponibilità di apparati conformi

Tabella 28 - Prospetto delle reti radio realizzate al 31/7/2016 da IRETI

#	RETE RADIO	NUMERO APPARATI	SITI ALLOGGIAMENTO	CARATTERISTICHE
1	169 Mhz	20	Su 15 siti di proprietà di partners partecipanti alla sperimentazione	Concentratori
	Totale apparati	20		

Tabella 29 - Principali rapporti di concentrazione ipotizzati al Roll-out da IRETI

Servizi	Rete radio	Numero apparati	Punti raccolti	Rapporto di concentrazione (punti raccolti/ apparato di rete)
Gas	Concentratori 169Mhz	20	12.084	604,2
Servizi 169Mhz	Concentratori 169Mhz	20	15.936	796,8

L'architettura "generale" dei sistemi utilizzata nel progetto Pilota e sinteticamente riportata nello schema successivo:

I PROGETTI ORIGINARIAMENTE PROPOSTI

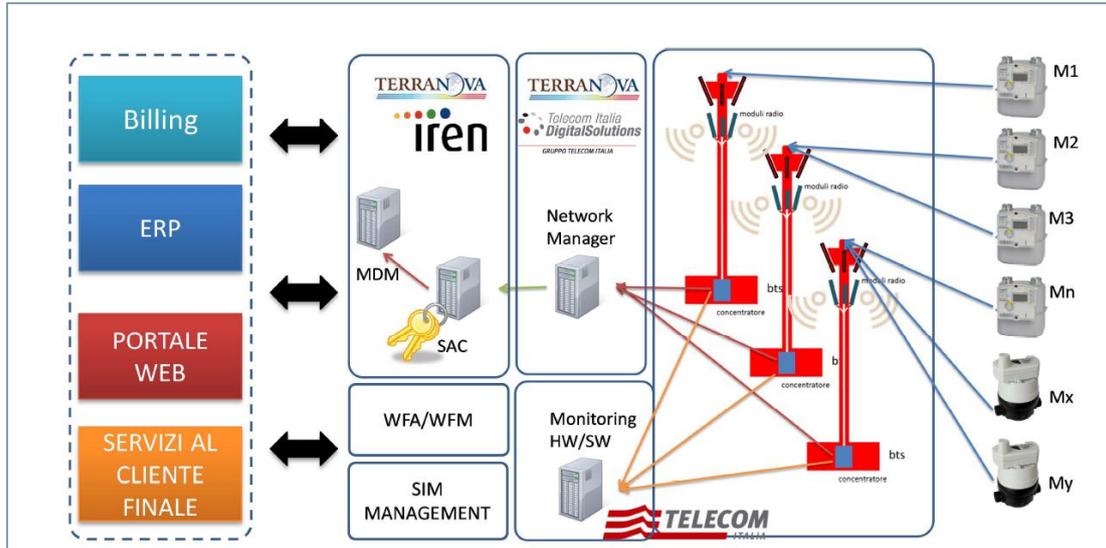


Figura 17 - Architettura del progetto di IRETI

I PROGETTI ORIGINARIAMENTE PROPOSTI

7.2 PROGETTO INRETE NEL COMUNE DI MODENA

Il progetto realizzato da Inrete SpA nel comune di Modena ha riguardato la sperimentazione di un'infrastruttura di comunicazione multiservizio di oltre 13.000 apparati.

Oltre ai servizi gas e idrico (con applicazione *Water Smart grid*), sono ricompresi nella sperimentazione anche il teleriscaldamento (con applicazione *Smart Heating grid*), la distribuzione di energia elettrica e l'igiene ambientale (raccolta rifiuti).

Per la raccolta e la gestione degli apparati dei vari servizi sono state utilizzate le tecnologie radio a frequenza 169Mhz e 868Mhz

Modello di funzionamento: Operatore Terzo Agente

Il ruolo di operatore terzo è svolto da Acantho S.p.A. (Gruppo Hera)

Gli esercenti dei vari servizi coinvolti sono parte del Gruppo Hera.

Tabella 30 - Prospetto dei servizi realizzati al 31/7/2016 da INRETE

#	SERVIZIO	NUMERO APPARATI	TECNOLOGIA DI COMUNICAZIONE	CARATTERISTICHE
1	Gas	9.161	169Mhz	Contatore integrato
2	Acqua potabile e water <i>smart grid</i>	3.638 2	169/868Mhz	Misuratori di distretto
3	Distribuzione energia elettrica	494	169Mhz	<i>Add-on</i> su contatori esistenti
4	Teleriscaldamento e Heating <i>smart grid</i>	102 24 1	868Mhz	Contatori fiscali Contatori di sottocentrale Contatore di centrale
5	Igiene ambientale: raccolta rifiuti	104	169Mhz	Sensori di rilevazione di riempimento
	Totale apparati	13.525		

Tabella 31 - Prospetto delle reti radio realizzate al 31/7/2016 da INRETE

#	RETE RADIO	NUMERO APPARATI	SITI ALLOGGIAMENTO	CARATTERISTICHE
1	169Mhz	13	Siti propri del distributore	Concentratori
2	868Mhz	14	Siti propri del distributore	Traslatori 868/169Mhz
	Totale apparati	27		

Tabella 32 - Principali rapporti di concentrazione ipotizzati al *Roll-out* da INRETE

Servizi	Rete radio	Numero apparati	Punti raccolti	Rapporto di concentrazione (punti raccolti/ apparato di rete)
Gas	Concentratori 169Mhz	13	9.161	704,7
Servizi 169Mhz	Concentratori 169Mhz	13	13.098	1.007,5
Servizi 868Mhz	Traslatori 868Mhz	14	437	30,5
Tutti	Overall	27	13.525	500,9

I PROGETTI ORIGINARIAMENTE PROPOSTI

Nella figura che segue sono rappresentati i *layer* funzionali della soluzione di telegestione multiservizio realizzata:

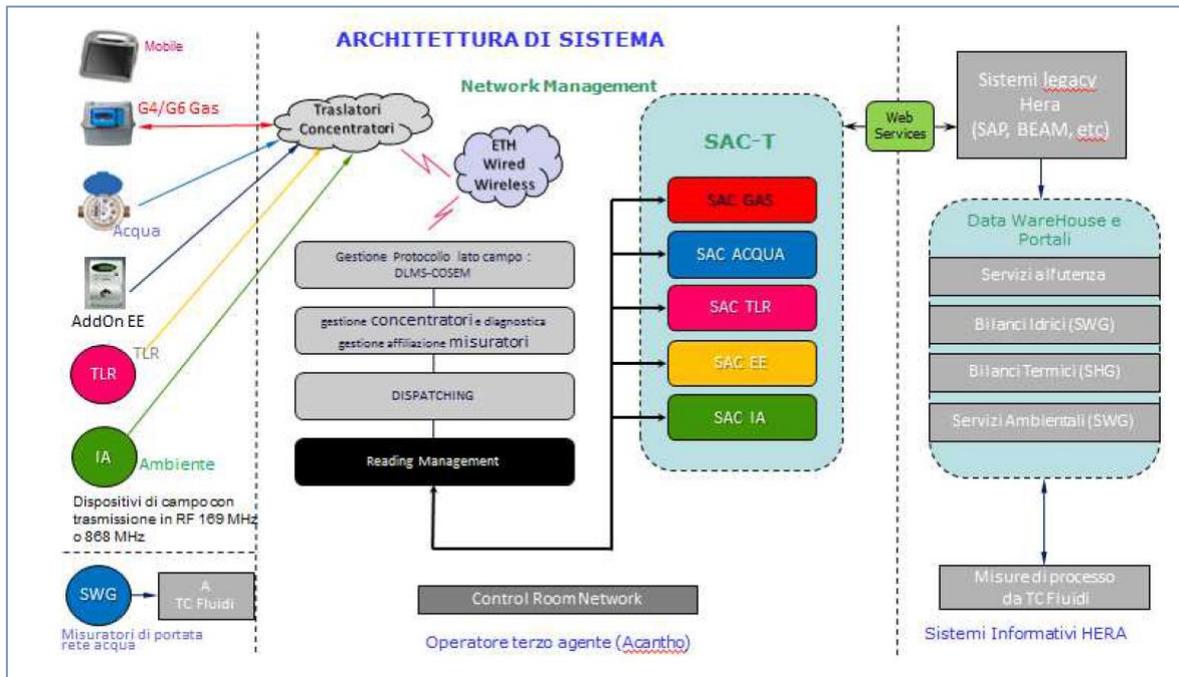


Figura 18 - Architettura del progetto di INRETE

I PROGETTI ORIGINARIAMENTE PROPOSTI

7.3 PROGETTO RETEGAS BARI SPA NELLA CITTÀ DI BARI

Il progetto realizzato da ReteGas Bari Azienda Municipale Gas S.p.A. ha riguardato la sperimentazione di un'infrastruttura di comunicazione multiservizio di circa 13.000 apparati telegestiti nella città di Bari. Oltre ai servizi gas e idrico, sono inclusi nella sperimentazione anche l'Illuminazione pubblica, il teleriscaldamento (Calore e Gestione energetica) e una applicazione *Water Smart grid*. Per la raccolta e la gestione degli apparati dei vari servizi sono state utilizzate la tecnologia radio a frequenza 169Mhz e la tecnologia PLC.

Modello di funzionamento supposto: Operatore Terzo Agente

Il ruolo di operatore terzo è svolto da eDistribuzione S.p.A.

Altri partner principali del progetto sono: Acquedotto Pugliese S.p.A e Comune di Bari.

Tabella 33 - Prospetto dei servizi realizzati al 31/7/2016 da Reti Gas Bari

#	SERVIZIO	NUMERO APPARATI	TECNOLOGIA DI COMUNICAZIONE	CARATTERISTICHE
1	Gas	12.257	169Mhz	Contatore integrato
2	Acqua potabile	1.174	169Mhz	Add-on radio su contatori esistenti a impulsi
3	Illuminazione pubblica	55	PLC	
4	<i>Water Smart grid</i>	15	169Mhz	Misuratori di pressione
5	Teleriscaldamento: calore	35	169Mhz	
6	Teleriscaldamento: gest. energetica	69	169Mhz	
	Totale apparati	13.605		

Tabella 34 - Prospetto delle reti radio realizzate al 31/7/2016 da Reti Gas Bari

#	RETE RADIO	NUMERO APPARATI	SITI ALLOGGIAMENTO	CARATTERISTICHE
1	169Mhz	237	Cabine Secondarie dell'energia elettrica	Concentratori
	Totale apparati	237		

Tabella 35 - Principali rapporti di concentrazione ipotizzati al Roll-out da Reti Gas Bari

Servizi	Rete radio	Numero apparati	Punti raccolti	Rapporto di concentrazione (punti raccolti/ apparato di rete)
Solo Gas	Concentratori 169Mhz	237	12.257	51,7
Servizi 169Mhz	Concentratori 169Mhz	237	12.550	57,2

I PROGETTI ORIGINARIAMENTE PROPOSTI

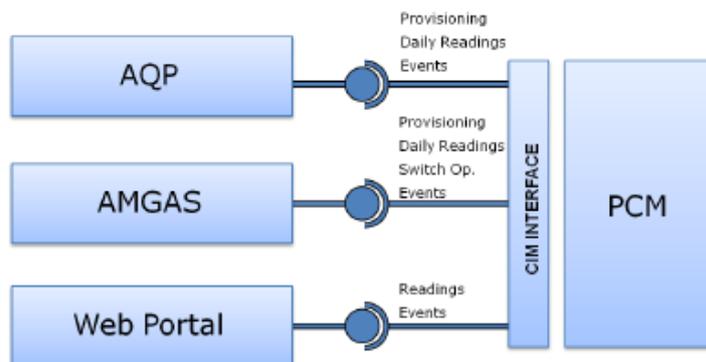
PROCEDURE DI GESTIONE DEI DATI.

Tenuto conto delle seguenti esigenze:

- Integrazione tra diversi sistemi degli attori coinvolti nel progetto (e - distribuzione, ReteGas Bari, AQP);
- Scelta di una architettura efficiente, standardizzata, non finalizzata al solo pilota, ma riutilizzabile;
- Sviluppo di una soluzione che ottimizzi costi/benefici;
- Scelta di una soluzione efficace a minimo impatto sui Sistemi esistenti
- Sviluppo di un Portale Web privo di base dati per quanto concerne i dati teleletti al fine di mantenerne i costi ridotti.

E' stata quindi utilizzata una architettura di integrazione che ha previsto:

- L'utilizzo di Web Services in standard SOAP che seguano lo standard CIM (Common Interface Model), riconosciuto a livello mondiale in ambito di Smart Metering - specifica IEC 61968-9 seconda edizione;
- Il Sistema PCM utilizza il Cloud Microsoft Azure su sottoscrizione privata, per soddisfare gli adeguati standard di sicurezza, mentre i Sistemi AQP, ReteGas Bari e Portale Web consumeranno i Web Services esposti dallo stesso via https:



I dati sono mantenuti sul PCM con una profondità di almeno n° 1 mese al fine di consentire al Portale Web di mostrare i dati senza dover utilizzare una propria base dati; tali dati visualizzati sul Portale Web non sono validati, per cui verrà evidenziato questo aspetto all'utente sottolineando il carattere sperimentale dei valori mostrati.

Figura 19 - Architettura del progetto di Reti Gas Bari

I PROGETTI ORIGINARIAMENTE PROPOSTI

7.4 PROGETTO MEGARETI SPA NELLA CITTÀ DI VERONA

Il progetto realizzato da Megareti S.p.A. nella città di Verona ha riguardato la sperimentazione di un'infrastruttura di comunicazione multiservizio di oltre 5.000 apparati telegestiti nella città di Verona. Oltre ai servizi gas e idrico, sono inclusi nella sperimentazione anche il teleriscaldamento e acqua sanitaria, la distribuzione di energia elettrica, l'illuminazione pubblica e alcuni servizi "smart city". Per la raccolta e la gestione degli apparati dei vari servizi sono state realizzate reti con frequenze 169Mhz e 868Mhz, gerarchicamente connesse. In particolare, mediante l'uso di traslatori 868/169Mhz, la rete radio con frequenza 169Mhz realizzata per il servizio gas ha avuto anche la funzione di rete di trasporto dei dati per le sotto reti a 868Mhz.

Modello di funzionamento: Operatore Terzo Agente

Il ruolo di operatore terzo è svolto da AGSM Lighting (società del gruppo AGSM Verona SpA).

Altri partner principali del progetto sono: AGSM Verona spa, Acque Veronesi scarl, altri partner tecnici.

Tabella 36 - Prospetto dei servizi realizzati al 31/7/2016: da Megareti

#	SERVIZIO	NUMERO APPARATI	TECNOLOGIA DI COMUNICAZIONE	CARATTERISTICHE
1	Gas	4.554	169Mhz	Contatore integrato
2	Acqua potabile	503	868Mhz	Contatore integrato
3	Energia Elettrica	9	868Mhz/GPRS	
4	Teleriscaldamento	50	868Mhz	Contatore integrato
5	Acqua calda sanitaria	50	868Mhz	Contatore integrato
6	Verifica pressione Idranti VVF	3	868Mhz	Pressostato per monitoraggio di soglia di pressione minimo
7	Monitoraggio della quiete pubblica	2	868Mhz	Sensore di rumore con dato di superamento soglia
8	Illuminazione pubblica	30	169Mhz	Lampade in telegestione
	Totale apparati	5.201		

Tabella 37 - Prospetto delle reti radio realizzate al 31/7/2016 da Megareti

#	RETE RADIO	NUMERO APPARATI	SITI ALLOGGIAMENTO	CARATTERISTICHE
1	169 Mhz	14	Pali illuminazione pubblica	Concentratori
2	868 Mhz*	19	Siti Diversi	Traslatori 868/169Mhz
	Totale apparati	33		
*Nota: le sotto reti in 868Mhz sono gerarchicamente subordinate alla rete principale 169Mhz creata per il servizio gas che funge pertanto da rete di raccolta per i servizi agganciati direttamente in 169Mhz, e rete di trasporto per i servizi raccolti in 868Mhz				

I PROGETTI ORIGINARIAMENTE PROPOSTI

Tabella 38 - Principali rapporti di concentrazione ipotizzati al Roll-out da Megareti

Servizi	Rete radio	Numero apparati	Punti raccolti	Rapporto di concentrazione (punti raccolti/ apparato di rete)
Solo Gas	Concentratori 169Mhz	14	4.554	325,3
Servizi 169Mhz	Concentratori 169Mhz	14	4.584	327,4
Servizi 868Mhz	Traslatori 868Mhz	19	612	32,2
Tutti	Overall	33	5.196	157,5

Nota: 5 contatori energia elettrica sono dotati di comunicazione GPRS

Nella figura che segue è rappresentato l'ambito dell'Operatore Terzo all'interno del modello di funzionamento della soluzione di telegestione multiservizio realizzata:



Figura 20 - Modello di funzionamento progetto Megareti

Nella successiva figura è invece rappresentato lo schema dell'architettura di funzionamento:

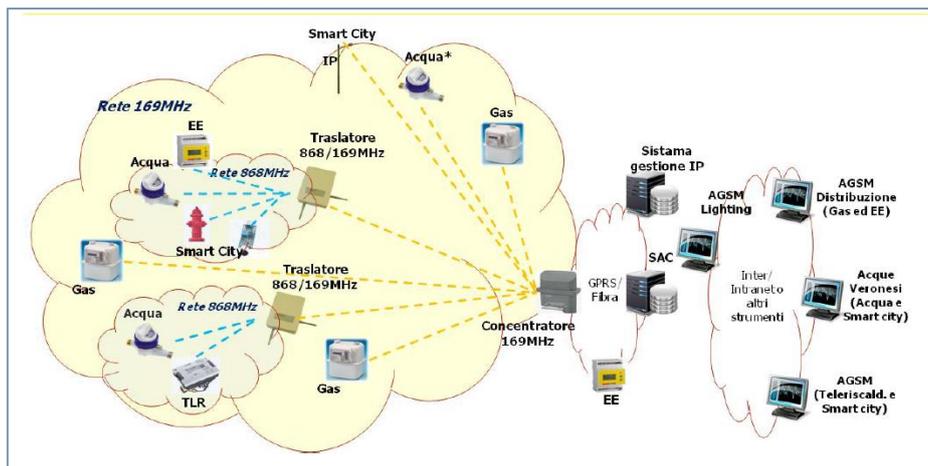


Figura 21 - Architettura del progetto di Megareti

7.5 PROGETTO COMUNE DI ISERA

Il progetto realizzato dal Comune di Isera (TN) nel territorio del proprio comune ha riguardato la sperimentazione di un'infrastruttura di comunicazione multiservizio di circa 3.500 apparati.

I PROGETTI ORIGINARIAMENTE PROPOSTI

Oltre ai servizi gas e idrico, è ricompresi nella sperimentazione anche la distribuzione di energia. Per la raccolta e la gestione degli apparati dei vari servizi sono state utilizzate le tecnologie radio a frequenza 169Mhz e la tecnologia PLC.

Modello di funzionamento: Operatore Terzo Agente
Il ruolo di operatore terzo è svolto da CPL Concordia Soc. Coop.
Non sono presenti ulteriori partners.

Tabella 39 - Prospetto dei servizi realizzati al 31/7/2016 da Isera

#	SERVIZIO	NUMERO APPARATI	TECNOLOGIA DI COMUNICAZIONE	CARATTERISTICHE
1	Gas	1.069	169Mhz	Contatore integrato
2	Acqua potabile	1.259	169Mhz	Add-on su contatore esistente
3	Distribuzione energia elettrica	1.259	PLC	di cui 104 impianti fotovoltaici
	Totale apparati	3.587		

Tabella 40 - Prospetto delle reti radio realizzate al 31/7/2016 da Isera

#	RETE RADIO	NUMERO APPARATI	SITI ALLOGGIAMENTO	CARATTERISTICHE
1	169Mhz	11	Siti propri del distributore	Concentratori
	Totale apparati	11		

Tabella 41 - Principali rapporti di concentrazione ipotizzati al Roll-out da Isera

Servizi	Rete radio	Numero apparati	Punti raccolti	Rapporto di concentrazione (punti raccolti/ apparato di rete)
Gas	Concentratori 169Mhz	11	1.069	97,2
Gas e acqua	Concentratori 169Mhz	11	2.328	211,6

Nella figura che segue si riporta la schematizzazione sia del sistema di telegestione multiservizio realizzato che delle componenti non più realizzate:

I PROGETTI ORIGINARIAMENTE PROPOSTI

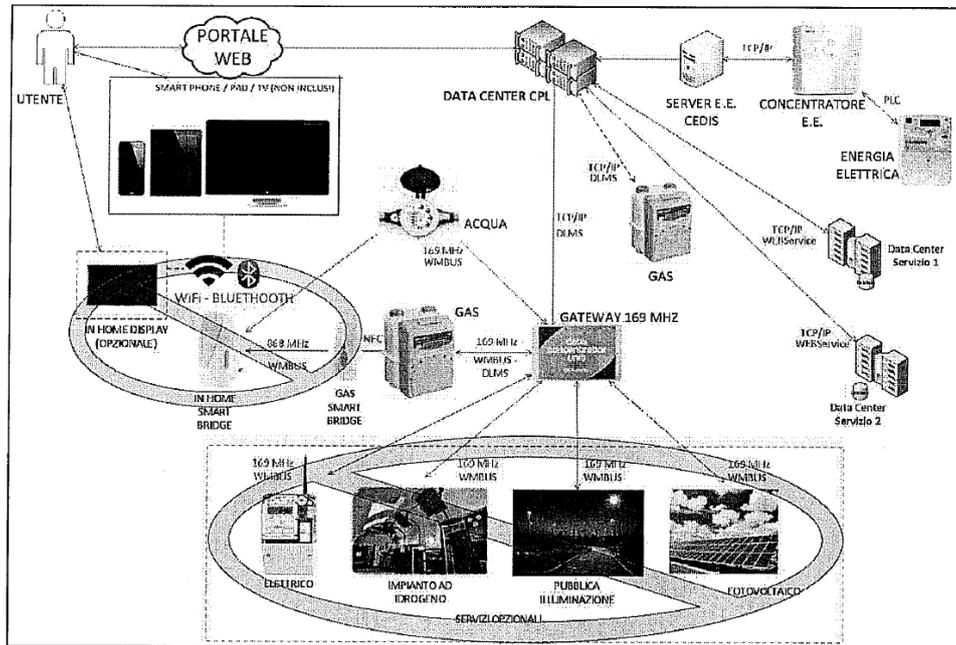


Figura 22 - Architettura del progetto di Isera

I PROGETTI ORIGINARIAMENTE PROPOSTI

7.6 PROGETTO SALERNO ENERGIA DISTRIBUZIONE

Il progetto realizzato da Salerno Energia Distribuzione S.p.A. nel comune di Salerno ha riguardato la sperimentazione di un'infrastruttura di comunicazione multiservizio di circa 2.500 apparati.

Oltre ai servizi gas e idrico, sono ricompresi nella sperimentazione anche il telecontrollo di impianti termici e del submetering elettrico, la teleassistenza di anziani e disabili teleriscaldamento, la telegestione dei parcheggi pubblici.

Per la raccolta e la gestione degli apparati dei vari servizi sono state utilizzate le tecnologie radio a frequenza 169Mhz e la tecnologia PLC.

Modello di funzionamento: Operatore Terzo Agente

Il ruolo di operatore terzo è svolto da Business Solution

Altri partner principali del progetto sono: Salerno Sistemi SpA, Salerno Energia Holding SpA, Sinergia, Salerno Mobilità e Salerno Solidale.

Tabella 42 - Prospetto dei servizi realizzati al 31/7/2016 da SED

#	SERVIZIO	NUMERO APPARATI	TECNOLOGIA DI COMUNICAZIONE	CARATTERISTICHE
1	Gas	1.000	169Mhz	Contatore integrato
2	Acqua potabile	1.200	169Mhz	Add-On per foto-lettura del contatore esistente
3	Telecontrollo di impianti termici e submetering elettrico	20	169Mhz	Add-On per foto-lettura del contatore esistente e submetering; contatori di energia elettrica monofase
4	Teleassistenza di anziani e disabili	80	169Mhz	Dispositivo a radiocomando a pulsante per attivare l'intervento di soccorso
5	Telegestione parcheggi pubblici	200	169Mhz	Dispositivo a radiocomando a pulsante da attivare ad inizio sosta o al passaggio del varco di ingresso
	Totale apparati	2.520		

Tabella 43 - Prospetto delle reti radio realizzate al 31/7/2016 da SED

#	RETE RADIO	NUMERO APPARATI	SITI ALLOGGIAMENTO	CARATTERISTICHE
1	169Mhz	16	- 1 sito di proprietà del distributore; - 3 siti di proprietà di partners partecipanti alla sperimentazione; - 12 siti di terzi con servitù.	Concentratori
	Totale apparati	16		

I PROGETTI ORIGINARIAMENTE PROPOSTI

Tabella 44 - Principali rapporti di concentrazione ipotizzati al Roll-out da SED

Servizi	Rete radio	Numero apparati	Punti raccolti	Rapporto di concentrazione (punti raccolti/ apparato di rete)
Gas	Concentratori 169Mhz	1.000	16	62,5
Servizi 169Mhz	Concentratori 169Mhz	2.520	16	157,5

Nella figura che segue si riporta la schematizzazione del sistema di telegestione multiservizio realizzato:

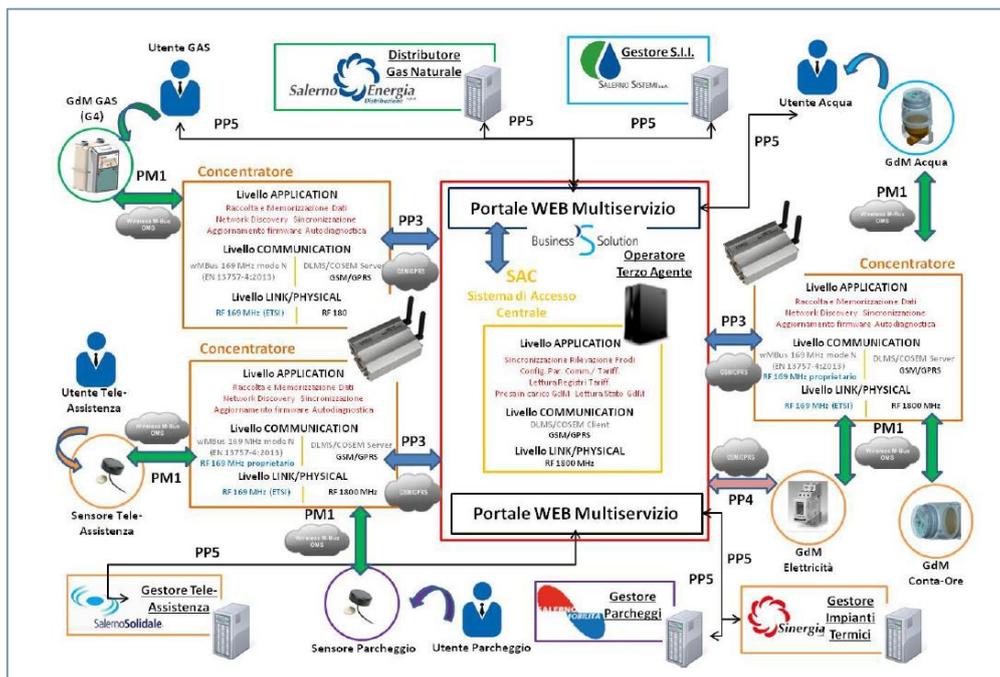


Figura 23 - Architettura del progetto di SED

8 Riferimenti normativi

8.1 DELIBERE

DELIBERA 393/2013/R/GAS DEL 19 SETTEMBRE 2013

Procedura e criteri di selezione degli investimenti ammessi alla sperimentazione di soluzioni di telegestione multiservizio di misuratori di gas naturale di classe minore o uguale a G6 e di altri servizi di pubblica utilità

Il provvedimento definisce le modalità per la presentazione e i criteri per la selezione di progetti pilota per la sperimentazione di *Smart metering* multiservizio, ovvero che includano nella telegestione non solo punti di misura relativi al servizio gas ma anche altri servizi di pubblica utilità, nonché il trattamento incentivante applicabile ai progetti che verranno selezionati.

DELIBERA 334/2014/R/GAS DEL 10 LUGLIO 2014

Valutazione e selezione delle proposte di progetto di *Smart metering* multiservizio

Il provvedimento contiene la selezione dei progetti di *Smart metering* multiservizio ammessi al contributo previsto dalla deliberazione 393/2013/R/gas. I progetti di *Smart metering* multiservizio prevedono la condivisione dell'infrastruttura di comunicazione tra punti di misura del servizio gas e punti telegestiti di altri servizi di pubblica utilità, nonché la proprietà e gestione di tale infrastruttura da parte di un operatore terzo.

DELIBERA 559/2014/R/GAS DEL 13 NOVEMBRE 2014

Riesame della proposta di progetto di *Smart metering* multiservizio presentata dal distributore di gas naturale Isera S.r.l

DELIBERA 560/2014/R/GAS DEL 13 NOVEMBRE 2014

Presca d'atto della rinuncia di AES Torino alla realizzazione della sperimentazione *Smart metering* multiservizio nella città di Torino

DELIBERA 554/2015/R/GAS DEL 20 NOVEMBRE 2015

Disposizioni in materia di obblighi di messa in servizio degli smart meter gas e modifiche e integrazioni della RTDG.

La deliberazione aggiorna sino al 2018 gli obblighi di messa in servizio degli smart meter gas, e stabilisce le penali che le imprese distributrici devono versare per il mancato rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio per l'anno 2014.

RIFERIMENTI NORMATIVI

DELIBERA 87/2016/R/EEL DEL 09 MARZO 2016

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

DELIBERA 367/2016/R/GAS DEL 07 LUGLIO 2016

Disposizioni per i progetti di sperimentazione di soluzioni di telegestione multiservizio di misuratori di gas naturale di classe minore o uguale a G6 e di altri servizi di pubblica utilità

Il provvedimento contiene disposizioni, tra cui l'estensione al 31 luglio 2016 della fase di installazione, per i progetti pilota per la sperimentazione di *Smart metering* multiservizio, selezionati con le deliberazioni 334/2014/R/gas e 559/2014/R/gas.

DELIBERA 821/2016/R/GAS DEL 29 DICEMBRE 2016

Disposizioni urgenti in materia di telegestione degli smart meter gas

Il provvedimento, in relazione ad esigenze di sicurezza, prevede la possibilità per le imprese distributrici di gas naturale di rinviare a fine 2017 l'utilizzo della gestione da remoto della chiusura dell'elettrovalvola presente sugli *smart meter* gas G4 e G6

DELIBERA 669/2018/R/GAS DEL 19 DICEMBRE 2018

Aggiornamento degli obblighi di messa in servizio degli smart meter gas (G4-G6)

8.2 DETERMINE

DETERMINA 5/2015 - DIUC DEL 31 MARZO 2015

Indicatori di risultato intermedi e finali delle sperimentazioni di telegestione multiservizio approvate con le deliberazioni 334/2014/R/gas e 559/2014/R/gas

DETERMINA 22/2016 - DIUC DEL 28 DICEMBRE 2016

Contributo una tantum per le sperimentazioni di telegestione multiservizio approvate con le deliberazioni 334/2014/R/gas e 559/2014/R/gas

DETERMINA 1/2018 - DIEU DEL 31 GENNAIO 2018

Sperimentazioni di telegestione multiservizio: modifica degli indicatori di prestazioni di cui alla determinazione n. 5/2015 ai fini dell'emissione del quarto rapporto di esercizio e del rapporto finale

9 Acronimi utilizzati nel documento

CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
CIG	Comitato Italiano Gas
DLMS/COSEM	Device Language Message Specification/COmpanion Specification for Energy Metering – Linguaggio standard per gli apparati smart
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile
IT	Information Technology – Sistemi informativi
Mhz	Mega Herz. L'hertz (simbolo Hz) è l'unità di misura del Sistema Internazionale della frequenza
MDM	Meter Data Management, sistema di gestione dei processi relativi ai contatori in campo
NM	Newtwork Manager, sistema per la gestione degli apparati di rete radio
PLC	Power line <i>carrier</i> (onde convogliate sulla linea elettrica)
SAC	Sistema di Acquisizione Centrale del dato proveniente dal campo
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SII	Sistema Informativo Integrato
TCP/IP	Transmission control protocol/internet protocol
VPN	Virtual power network
n.d.r.	Nota di redazione, nota di chiarimento dello scrivente

10 Elenco figure e tabelle

ELENCO FIGURE

Figura 1 – Livelli di integrazione dei servizi nell’infrastruttura	12
Figura 2 – Livello di disponibilità degli apparati di rete radio	17
Figura 3 - Evoluzione degli interventi in campo sugli apparati di rete.....	19
Figura 4 - Disponibilità dei principali servizi.....	26
Figura 5 - Affidabilità della telelettura del servizio Gas	27
Figura 6 - Tassi di raggiungibilità medi - Servizio Gas	28
Figura 7 - Tassi di raggiungibilità medi - Servizio Acqua.....	29
Figura 8 - Tasso di raggiungibilità Acqua 868Mhz.....	29
Figura 9 - Tasso di raggiungibilità Acqua 169Mhz.....	29
Figura 10 - Evoluzione temporale degli interventi <i>on-site</i> sui contatori Gas	34
Figura 11 - Evoluzione temporale degli interventi <i>on-site</i> sui contatori Acqua	36
Figura 12 - Grado di rispetto del profilo d’uso del contatore rispetto alla sua anzianità.....	37
Figura 13 - Rapporto tra quantità e prezzo di acquisto e installazione contatori del gas.....	43
Figura 14 - Rapporto tra livelli di concentrazione e investimenti unitari sostenuti dall'Operatore Terzo	44
Figura 15 – Il calendario delle sperimentazioni	47
Figura 16 - Sequenza di produzione della reportistica di esercizio	48
Figura 17 – Architettura del progetto di IRETI.....	53
Figura 18 - Architettura del progetto di INRETE.....	55
Figura 19 - Architettura del progetto di Reti Gas Bari.....	57
Figura 20 - Modello di funzionamento progetto Megareti	59
Figura 21 - Architettura del progetto di Megareti.....	59
Figura 22 - Architettura del progetto di Isera	61
Figura 23 - Architettura del progetto di SED.....	63

ELENCO TABELLE

Tabella 1 – Sinottico servizi sperimentati e numerosità.....	9
Tabella 2 – Tecnologie sperimentate.....	10
Tabella 3 – Apparati di rete radio	15
Tabella 4 – Rapporti di concentrazione dei punti gas sugli apparati di rete 169Mhz	16
Tabella 5 – Tipologie di allarme provenienti dai Concentratori di rete 169Mhz	18
Tabella 6 - Interventi in campo sugli apparati di rete	18
Tabella 7 – <i>Performance</i> sostituzioni	21

ELENCO FIGURE E TABELLE

Tabella 8 - Mancate sostituzioni.....	22
Tabella 9 – Disponibilità dei servizi.....	25
Tabella 10 - Comandi di telegestione dell'elettrovalvola	31
Tabella 11 - Altri comandi di telegestione	32
Tabella 12 - Tipologie di allarmi provenienti dai Contatori Gas RF 169Mhz	33
Tabella 13 - Interventi on-site su contatori del Gas	34
Tabella 14 - Interventi on-site su contatori dell'Acqua	36
Tabella 15 – Costi effettivi e stimati dichiarati per la fase di <i>Roll-out</i>	41
Tabella 16 – Costi effettivi a stimati dichiarati per la fase di Esercizio biennale.....	41
Tabella 17 - Numerosità elementi messi in servizio	42
Tabella 18 – Investimento unitario di <i>Roll-out</i> per punto messo in servizio	42
Tabella 19 - costo operativo unitario annuo di Esercizio.....	44
Tabella 20 . Verifica formale sui rapporti di <i>Roll-out</i>	48
Tabella 21 - Verifica formale sui rapporti di esercizio del progetto IRETI.....	49
Tabella 22 - Verifica formale sui rapporti di esercizio del progetto INRETE	49
Tabella 23 - Verifica formale sui rapporti di esercizio del progetto ReteGas	50
Tabella 24 - Verifica formale sui rapporti di esercizio del progetto Megareti	50
Tabella 25 - Verifica formale sui rapporti di esercizio del progetto Comune di Isera	51
Tabella 26 - Verifica formale sui rapporti di esercizio del progetto SED	51
Tabella 27 - Prospetto dei servizi realizzati al 31/7/2016 da IRETI.....	52
Tabella 28 - Prospetto delle reti radio realizzate al 31/7/2016 da IRETI.....	52
Tabella 29 - Principali rapporti di concentrazione ipotizzati al <i>Roll-out</i> da IRETI.....	52
Tabella 30 - Prospetto dei servizi realizzati al 31/7/2016 da INRETE	54
Tabella 31 - Prospetto delle reti radio realizzate al 31/7/2016 da INRETE	54
Tabella 32 - Principali rapporti di concentrazione ipotizzati al <i>Roll-out</i> da INRETE	54
Tabella 33 - Prospetto dei servizi realizzati al 31/7/2016 da Reti Gas Bari	56
Tabella 34 - Prospetto delle reti radio realizzate al 31/7/2016 da Reti Gas Bari.....	56
Tabella 35 - Principali rapporti di concentrazione ipotizzati al <i>Roll-out</i> da Reti Gas Bari	56
Tabella 36 - Prospetto dei servizi realizzati al 31/7/2016: da Megareti.....	58
Tabella 37 - Prospetto delle reti radio realizzate al 31/7/2016 da Megareti	58
Tabella 38 - Principali rapporti di concentrazione ipotizzati al <i>Roll-out</i> da Megareti	59
Tabella 39 - Prospetto dei servizi realizzati al 31/7/2016 da Isera	60
Tabella 40 - Prospetto delle reti radio realizzate al 31/7/2016 da Isera	60
Tabella 41 - Principali rapporti di concentrazione ipotizzati al <i>Roll-out</i> da Isera	60
Tabella 42 - Prospetto dei servizi realizzati al 31/7/2016 da SED	62
Tabella 43 - Prospetto delle reti radio realizzate al 31/7/2016 da SED	62
Tabella 44 - Principali rapporti di concentrazione ipotizzati al <i>Roll-out</i> da SED	63

11 Ringraziamenti

L'Autorità esprime profondo apprezzamento per il lavoro svolto e l'impegno profuso da tutte le persone coinvolte nei progetti di sperimentazione. Nell'impossibilità di ringraziare individualmente, si desidera in particolare segnalare il personale delle imprese di distribuzione gas che ha seguito i progetti pilota tenendo i contatti con l'Autorità: Dall'ò, Rizzi e Resca (Gruppo AGSM), Baroncini, Bondesan, Righi (Gruppo Hera) Cagnoli, Poncemi (Gruppo Iren), Bisceglia, Colonna, Laricchia (Rete gas Bari), Castaldi (SED Salerno), l'amministrazione comunale di Isera, i professori e ricercatori universitari che hanno fornito contributi tecnici e scientifici, nonché altri esperti (Sica e Vitolo di Utilitalia) coinvolti nel coordinamento dei progetti lungo l'arco completo dello svolgimento e tutte le altre persone delle imprese che hanno partecipato alle sperimentazioni al fianco dei distributori del gas, delle imprese fornitrici di apparati e servizi e di quanti che sono state a vario titolo coinvolti nella realizzazione e nella gestione dei progetti e di cui non è possibile indicare qui i nomi.