

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
267/2016/R/EEL**

**SISTEMI DI *SMART METERING* DI SECONDA GENERAZIONE
PER LA MISURA DI ENERGIA ELETTRICA IN BASSA TENSIONE,
CONFORMI AI REQUISITI FUNZIONALI DI CUI ALLA
DELIBERAZIONE 87/2016/R/EEL**

Orientamenti per il riconoscimento dei costi

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità
per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica

26 maggio 2016

Premessa

Il presente documento illustra gli orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) in merito alle modalità di definizione e di riconoscimento di costi relativi a sistemi di smart metering di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione, dei quali sono stati definiti i requisiti funzionali con la deliberazione 8 marzo 2016, 87/2016/R/EEL, in esito al procedimento avviato con deliberazione 7 agosto 2014, 412/2014/R/EFR per la formazione di provvedimenti di competenza dell'Autorità in attuazione del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

La presente consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione in vigore nel periodo di regolazione con decorrenza dall'1 gennaio 2016.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica, **entro il 27 giugno 2016.***

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.

Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico

***Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione
Direzione Mercati***

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

email: infrastrutture@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

1. Oggetto della consultazione, contesto e obiettivi specifici.....	4
Oggetto della consultazione.....	4
Contesto normativo europeo e nazionale.....	4
Quadro regolatorio.....	5
Obiettivi specifici dell'intervento regolatorio	6
Lo sviluppo del procedimento e prossimi passi.....	6
Struttura del documento	7
2. Lo smart metering 1G in Italia	8
Ubicazione dei misuratori 1G.....	9
Profili regolatori relativi allo smart metering 1G in Italia	9
3. Considerazioni preliminari sul riconoscimento dei costi per i sistemi di smart metering 2G.....	10
Baseline di funzionalità 2G e differenziale di costo con i sistemi di smart metering 1G....	10
L'importanza dei piani di messa in servizio	11
Considerazioni sull'ubicazione dei misuratori 2G	13
Trattamento di interazioni con la Strategia Banda Ultra Larga (BUL) o con altri servizi...	14
Costi connessi all'eventuale dismissione anticipata di misuratori 1G.....	15
Ambito di applicazione alle imprese distributrici.....	15
4. Ipotesi di regolazione per la determinazione del costo riconosciuto	17
Richiami delle precedenti consultazioni e della deliberazione 87/2016.....	17
Modalità di calcolo dei costi riconosciuti di capitale	18
Stabilità tariffaria.....	18
Le ipotesi di regolazione	19
Ottimizzazione del piano di messa in servizio	25
Controllo sullo stato di avanzamento del piano.....	26
5. Benefici dei sistemi di smart metering 2G e meccanismi di incentivazione output based in relazione alle loro performance e al processo di installazione dei misuratori 2G.....	27
Benefici per il sistema elettrico ottenibili con sistemi di smart metering 2G.....	27
Orientamenti preliminari per lo sviluppo di meccanismi output based.....	28
Appendice 1 – Dati sulla consistenza dei sistemi di smart metering 1G in Italia ...	31
Appendice 2 – Costi per sistemi di smart metering in Europa.....	33

1. Oggetto della consultazione, contesto e obiettivi specifici

Oggetto della consultazione

- 1.1 Con la deliberazione 8 marzo 2016, 87/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 87/2016), l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: l’Autorità) ha definito i requisiti funzionali o specifiche abilitanti dei misuratori e dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (di seguito: 2G), in attuazione delle disposizioni di cui all’articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102/2014 (di seguito: decreto legislativo 102/2014).
- 1.2 Il punto 6 della deliberazione 87/2016 prevede che l’Autorità definisca, entro il 2016 e previa consultazione, meccanismi incentivanti di riconoscimento dei costi connessi alla sostituzione dei misuratori e degli apparati di prima generazione (di seguito: 1G) con nuovi sistemi di *smart metering* conformi agli Allegati A e B della medesima deliberazione, con l’obiettivo primario di garantire il tempestivo, effettivo e progressivo dispiegamento dei benefici connessi ai sistemi di *smart metering* 2G.
- 1.3 Nel presente documento sono descritti gli orientamenti dell’Autorità per la definizione dei meccanismi incentivanti di riconoscimento dei costi e di regolazione *output based* relativi ai sistemi di *smart metering* 2G¹. In questo documento, il termine “sistemi di *smart metering* 2G” fa riferimento al complesso di misuratori 2G e altri apparati per la loro telelettura/telegestione.

Contesto normativo europeo e nazionale

- 1.4 Per una dettagliata descrizione del contesto normativo europeo e nazionale, si rimanda ai documenti per la consultazione pubblicati nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 483/2014) e, in materia di sistemi di *smart metering* 2G, al documento per la consultazione 7 agosto 2015, 416/2015/R/EEL.
- 1.5 Riguardo specifici aspetti normativi nazionali, è opportuno segnalare che il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 24 marzo 2015, n. 60 e in particolare la disposizione contenuta nel Capo II, che reca l’obbligo di “verificazione periodica” per “*contatori statici bassa tensione (BT- fra 50V e 1000V) di classe di precisione A, B o C*” ogni 15 anni, non si applicano ai

¹ Nel resto del documento, i costi di capitale relativi alla messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G sono individuati come somma dei costi di capitale relativi al piano di prima installazione di misuratori 2G (in sostituzione di misuratori 1G o elettromeccanici) e di altri apparati 2G (in sostituzione di apparati 1G) e costi di capitale relativi alla gestione dell’utenza dei misuratori 2G (sostituzione di misuratori 2G ad es. per passaggio da misuratore monofase a trifase). I costi di capitale relativi al piano di prima installazione sono costituiti dalle seguenti categorie principali: costo di approvvigionamento dei misuratori 2G, costo di installazione dei misuratori 2G, costo di approvvigionamento e installazione dei concentratori 2G, costo dei sistemi centrali 2G.

misuratori di energia elettrica in bassa tensione commercializzati e messi in servizio prima del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22².

Quadro regolatorio

- 1.6 Gli orientamenti di regolazione sviluppati nel presente documento vanno a inserirsi nell'ambito della regolazione per il quinto periodo di regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, che decorre dall'1 gennaio 2016, come disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015) e dai relativi allegati, in particolare, dall'Allegato A (TIT), dall'Allegato B (TIME) e dall'Allegato C (TIC).
- 1.7 La deliberazione 654/2015 è stata assunta nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 483/2014 nel quale si inserisce la presente consultazione. Nell'ambito di tale procedimento sono state sviluppate, per i servizi infrastrutturali nel settore dell'energia elettrica, le linee generali di indirizzo indicate nel *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018*, approvato con deliberazione 15 gennaio 2015, 3/2015/A (di seguito: *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018*), con particolare riferimento all'Obiettivo Strategico OS.6 in tema di regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali.
- 1.8 La deliberazione 654/2015 pone le basi per l'introduzione di un nuovo approccio di regolazione basato sul controllo della spesa totale (approccio *totex*), ai fini della sua applicazione per l'emi-periodo di regolazione 2020-2023. Una descrizione introduttiva dell'approccio *totex* è stata fornita nella Parte V del documento per la consultazione 9 luglio 2015, 335/2015/R/EEL, in tema di criteri per la fissazione dei costi riconosciuti (di seguito: documento per la consultazione 335/2015).
- 1.9 A questo scopo l'articolo 1, comma 4, della deliberazione 654/2015 prevede che con successivo provvedimento l'Autorità definisca il piano di attività propedeutico all'introduzione della regolazione basata sull'approccio *totex*, prevedendo specifiche fasi di ricognizione, consultazione e la creazione di gruppi di lavoro *ad hoc*, mentre l'articolo 1, comma 5, della medesima deliberazione 654/2015 prevede che nell'ambito delle attività di predisposizione al passaggio all'approccio *totex* di riconoscimento dei costi potranno essere individuati, previa consultazione, casi di applicazione sperimentale di tale approccio da attuarsi anche nel corso dell'emi-periodo di regolazione 2016-2019.

² Attuazione della direttiva 2004/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 31 marzo 2004 relativa agli strumenti di misura (c.d. Direttiva MID).

Obiettivi specifici dell'intervento regolatorio

- 1.10 I criteri di riconoscimento dei costi, secondo le indicazioni contenute nella deliberazione 87/2016, devono essere basati su meccanismi incentivanti.
- 1.11 Da un lato i criteri di riconoscimento dei costi devono favorire uno sviluppo economico ed efficiente del servizio (incentivi all'efficienza). Dall'altro i criteri di riconoscimento devono favorire l'efficacia in termini di prestazioni fornite, mediante riconoscimenti differenziati in funzione del livello dell'*output* fornito (incentivi all'efficacia). In sintesi, riguardo la definizione dei meccanismi incentivanti di riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G, rilevano in particolare i seguenti obiettivi specifici:
- a) **efficienza** del servizio di misura, sia nella fase di prima installazione dei misuratori 2G e degli altri apparati 2G necessari alla raccolta e messa a disposizione dei dati di misura, sia nella loro successiva gestione, con minimizzazione dei costi nel lungo periodo;
 - b) **efficacia** del servizio di misura, intesa come pieno dispiegamento dei benefici dei sistemi di *smart metering* 2G.

Lo sviluppo del procedimento e prossimi passi

- 1.12 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 483/2014, l'Autorità ha pubblicato diversi documenti per la consultazione. In materia di riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G, rilevano in particolare:
- il documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/EEL, nel quale sono state indicate le linee generali di intervento;
 - il già richiamato documento per la consultazione 335/2015;
 - il documento per la consultazione 17 novembre 2015, 544/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 544/2015), nel quale sono stati presentati gli orientamenti finali dell'Autorità sulle varie tematiche trattate.
- 1.13 Entro il mese di agosto 2016 l'Autorità intende pubblicare un documento per la consultazione con gli orientamenti finali, nel quale saranno illustrati con maggior dettaglio anche gli aspetti di tipo applicativo della soluzione prescelta in esito alla presente consultazione per le modalità di riconoscimento dei costi, inclusi i meccanismi incentivanti *output based*, relativi al piano di messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G.
- 1.14 In parallelo alle consultazioni sul tema del riconoscimento dei costi, con separato documento, la cui pubblicazione è prevista entro il mese di luglio 2016, l'Autorità intende analizzare le tematiche relative alla messa a disposizione dei dati di misura dei clienti e delle regole ed eventuali criteri di configurazione dei misuratori 2G ai soggetti aventi titolo, anche per il tramite del Sistema Informativo Integrato, nonché alle possibili modifiche del quadro regolatorio da attuare per consentire di sfruttare le potenzialità dei sistemi di *smart metering* 2G.

- 1.15 La pubblicazione del provvedimento finale con la definizione delle modalità di riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G è prevista nell'autunno 2016.

Struttura del documento

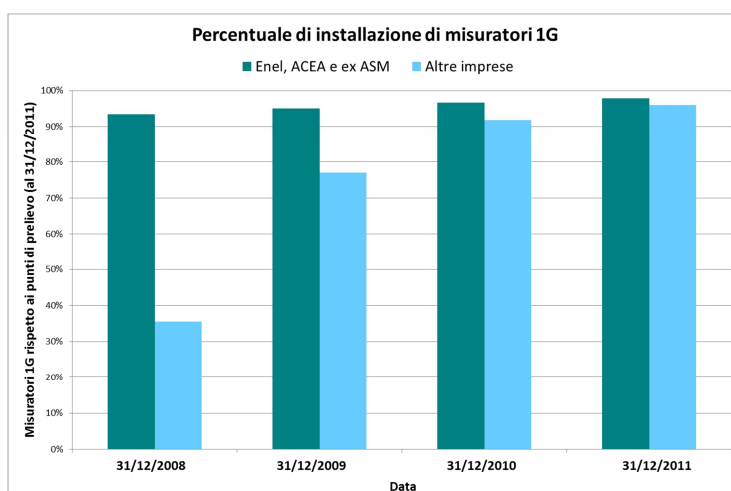
- 1.16 Nel resto del presente documento:
- il **capitolo 2** contiene cenni relativi allo sviluppo dello *smart metering* 1G in Italia
 - il **capitolo 3** sviluppa considerazioni preliminari rispetto ad alcune tematiche connesse con lo sviluppo dei sistemi di *smart metering* 2G propedeutiche rispetto all'individuazione dei criteri di riconoscimento dei costi;
 - il **capitolo 4** illustra gli orientamenti, e in particolare tre ipotesi, di regolazione per il riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G;
 - il **capitolo 5** contiene valutazioni preliminari sugli *output* dei sistemi di *smart metering* 2G, partendo da considerazioni sui benefici, individuando alcune opzioni per lo sviluppo di meccanismi di regolazione incentivante di natura *output based*.
- 1.17 Nell'Appendice 1 al presente documento sono riportate informazioni relative alla diffusione dei misuratori 1G in Italia.
- 1.18 L'Appendice 2 è dedicata a un breve esame delle informazioni di costo nella relazione della Commissione Europea sulle analisi costi-benefici per sistemi di *smart metering* (di seguito: Relazione COM(2014) 356).

Spunti per la consultazione

- S1. Osservazioni sugli obiettivi specifici dell'intervento e sulle tempistiche del procedimento.

2. Lo smart metering 1G in Italia

- 2.1 L'Italia è stata un Paese pioniere nello sviluppo dello *smart metering* nel settore elettrico. Lo sviluppo dello *smart metering* in Italia si è articolato in due fasi. Una prima fase ha avuto avvio nel corso del 2001 con le prime installazioni di misuratori elettronici per iniziativa del principale operatore del servizio di distribuzione e misura (Enel Distribuzione S.p.A.), con successive azioni di ACEA Distribuzione S.p.A. e A2A Reti Elettriche S.p.A. nella porzione di rete ex ASM Distribuzione. Una seconda fase si è invece sviluppata per effetto della deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, 292/06 (di seguito: *Direttive misuratori 1G*) che ha imposto obblighi di installazione di misuratori elettronici a tutte le imprese distributrici.
- 2.2 Il piano di installazione massiva di misuratori 1G di Enel Distribuzione S.p.A. si è sviluppato nel periodo 2002-2006. I piani di installazione massiva di misuratori 1G delle altre imprese distributrici, ad eccezione della porzione di rete ex ASM Distribuzione di A2A Reti Elettriche S.p.A. e parzialmente di ACEA Distribuzione S.p.A., si sono sviluppati successivamente alla pubblicazione delle *Direttive misuratori 1G*, quindi a partire dal 2007.³ Il grafico seguente (riferito alle dieci imprese con oltre 100.000 punti di prelievo) illustra i differenti *trend* di installazione di misuratori 1G per i due suddetti gruppi di imprese distributrici, sulla base di dati relativi al periodo 2008-2011 già disponibili all'Autorità. Per ulteriori informazioni sulla consistenza di misuratori installati, si veda l'Appendice 1 al presente documento. Per alcune informazioni sui costi dello *smart metering* 1G, si veda l'Appendice 2 al presente documento.



- 2.3 Nell'arco di tempo 2007-2016 Enel Distribuzione S.p.A. ha messo in esercizio poco meno di 10 milioni di misuratori 1G, come si può evincere dall'Appendice

³ L'Appendice 1 riporta alcune informazioni relative alla situazione dei misuratori 1G installati in Italia dalle principali imprese distributrici.

1. Si tratta per lo più di nuovi punti di prelievo, sostituzioni di misuratori per esempio a seguito di aumento di potenza (passaggio da misuratore monofase a trifase), sostituzioni per verifica o per guasto o in seguito ad accertate manomissioni da parte del cliente.

Ubicazione dei misuratori 1G

- 2.4 Per quanto riguarda la localizzazione dei misuratori 1G, le imprese distributrici hanno in linea generale rispettato la precedente ubicazione, individuata sulla base della normativa *pre*-vigente alla costituzione dell’Autorità⁴. Pertanto sono state seguite le seguenti prescrizioni:
- le apparecchiature di misura sono installate nelle immediate vicinanze del punto di prelievo, in posizione accessibile per il gestore della rete anche in assenza del cliente finale;
 - nel caso di edifici con più unità immobiliari le apparecchiature di misura sono centralizzate in apposito vano;
 - nel caso di proprietà recintate le apparecchiature di misura sono localizzate al limite della proprietà in idoneo manufatto, con diretto accesso da strada aperta al pubblico.

Profili regolatori relativi allo smart metering 1G in Italia

- 2.5 Lo sviluppo dello *smart metering* in Italia si è avviato in un contesto regolatorio caratterizzato dall’applicazione del metodo del *price-cap*, così come previsto dalla deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 1999, n. 204.
- 2.6 La regolazione del servizio di misura dell’energia elettrica ha poi seguito lo sviluppo della regolazione degli altri servizi del settore elettrico (trasmissione e distribuzione), che si è modificata per effetto di quanto disposto dalla legge 27 ottobre 2003, n.290, con i costi di capitale riconosciuti secondo schemi *rate-of-return*.
- 2.7 A partire dal terzo periodo di regolazione, come conseguenze delle differenze tra imprese nelle tempistiche di installazione dei misuratori 1G e dell’obbligo di tariffa unica nazionale, si è resa necessaria l’introduzione di uno specifico meccanismo di perequazione dei ricavi. Tale meccanismo di perequazione ha l’obiettivo di redistribuire i ricavi tariffari tra le imprese, in modo tale da attribuire le quote dei ricavi tariffari destinate alla copertura dei costi di capitale (ammortamenti e remunerazione del capitale investito) relativi agli investimenti in misuratori 1G e in altri apparati di telelettura/telegestione, nonché le quote di ammortamento relative ai misuratori elettromeccanici dismessi prima del termine della loro vita utile regolatoria, alle sole imprese distributrici che abbiano realizzato tali investimenti.

⁴ Il TIC riflette peraltro alcune norme della disciplina *pre*-vigente. In particolare le disposizioni richiamate sono contenute nei commi 9.1, 9.2 e 9.3 del TIC.

3. Considerazioni preliminari sul riconoscimento dei costi per i sistemi di smart metering 2G

Baseline di funzionalità 2G e differenziale di costo con i sistemi di smart metering 1G

- 3.1 L'Autorità, con la deliberazione 87/2016, ha definito le specifiche funzionali abilitanti dei sistemi di *smart metering* 2G che identificano la *baseline* di funzionalità adeguata rispetto agli obiettivi di efficienza energetica e di innovazione del sistema elettrico.
- 3.2 La definizione della *baseline* di funzionalità dei sistemi di *smart metering* 2G è il pre-requisito tecnico necessario affinché le imprese, in prossimità della scadenza della vita utile regolatoria dei misuratori 1G, possano installare misuratori 2G e aggiornare i connessi apparati di comunicazione.
- 3.3 La deliberazione 87/2016 pone pertanto le basi per il superamento delle criticità evidenziate dagli operatori nelle risposte al richiamato documento per la consultazione 335/2015: in particolare, la preoccupazione in relazione ai ritardi sui tempi necessari per la definizione dei requisiti di dettaglio e quindi per l'approvvigionamento dei nuovi misuratori che il processo eccessivamente articolato di analisi costi/benefici ipotizzato nel documento per la consultazione 335/2015 (punto 27.11 e seguenti) avrebbe potuto comportare.
- 3.4 L'Autorità ritiene che in ottica di semplificazione si possa prevedere un sostanziale superamento del primo stadio dell'analisi costi-benefici multi-stadio qualora il costo dei sistemi di *smart metering* 2G non si discosti in modo significativo dal costo dei sistemi di *smart metering* 1G.
- 3.5 Tale considerazione appare in linea con le evidenze riportate nella relazione COM(2014) 356, secondo cui non sussisterebbe un collegamento forte tra le funzionalità dei sistemi di *smart metering* e il loro costo (si veda l'Appendice 2 al presente documento)⁵. È opportuno primariamente osservare che i costi di installazione dei misuratori⁶ e i costi relativi ai concentratori non dipendono

⁵ Tale considerazione è stata confermata anche dal più recente *report*, pubblicato dalla Direzione generale Energia della Commissione europea "Study on cost-benefit analysis of Smart Metering Systems in EU Member States, Final Report", predisposto da ICCS-NTUA (Institute of Communication & Computer Systems of the National Technical University of Athens) e da AF Mercados EMI (<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/AF%20Mercados%20NTUA%20CBA%20Final%20Report%20June%202015.pdf>).

⁶ In aggiunta alle possibili riduzioni dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G (rispetto ai costi dei sistemi 1G) legati al progresso tecnologico, si ritiene sussistano ulteriori elementi di efficientamento, in particolare nella fase di installazione, relativamente a:

dalle funzionalità dei misuratori. Nell'esperienza di prima installazione dei sistemi di *smart metering* 1G i soli costi di approvvigionamento dei misuratori hanno avuto un'incidenza di poco superiore al 40% sull'intero costo di capitale del sistema di misura.

L'importanza dei piani di messa in servizio

- 3.6 Nell'evoluzione delle *best practice* regolatorie assume un ruolo centrale nella tutela dei clienti del servizio la predisposizione di dettagliati piani di sviluppo del servizio. Con i piani di sviluppo, in linea generale, le imprese regolate sono chiamate a dare evidenza delle ragioni che spingono a investire, a individuare in modo puntuale gli *output* perseguiti e le relative tempistiche, i benefici attesi per i clienti del servizio e i costi connessi all'implementazione dei piani. In sintesi le imprese devono dimostrare il *value for money* per i clienti del servizio dei loro investimenti.
- 3.7 Sulla spinta delle *best practice*, vista l'importanza dello sviluppo dei sistemi di *smart metering* 2G rispetto al complesso delle spese nel servizio di misura e il ruolo già assunto dai piani di sviluppo negli altri servizi del settore elettrico, l'Autorità è orientata a valorizzare la predisposizione dei piani di sviluppo ("piani di messa in servizio") dei sistemi di *smart metering* 2G da parte delle imprese, introducendo legami tra i riconoscimenti tariffari (compresi i riconoscimenti legati alla produzione di certi *output*) e gli stessi piani.
- 3.8 L'Autorità ritiene opportuno prevedere che le imprese, ai fini dei riconoscimenti tariffari, presentino i propri piani di messa in servizio, nei quali dovranno essere forniti alcuni semplici elementi di pianificazione. Questa previsione è applicabile a tutte e tre le ipotesi di riconoscimento dei costi esaminate nel capitolo 4 (fatti salvi i maggiori requisiti dei piani per le ipotesi 2 e 3). La predisposizione dei piani è di fondamentale importanza ai fini dei riconoscimenti *output-based* che saranno richiamati nel capitolo 5.
- 3.9 In particolare l'Autorità è orientata a introdurre due "binari", uno nella logica del *fast-track* adottato da Ofgem che prevede percorsi preferenziali per le imprese che predispongono i *business plan* in modo pienamente conforme ai requisiti definiti dal regolatore, l'altro secondo schemi classici.
- 3.10 Nell'ipotesi di installazione di sistemi di *smart metering* 2G che non presentino differenze di costo significative rispetto all'ipotesi di installazione di sistemi di *smart metering* 1G e nel caso in cui il piano di riconoscimenti di costi sia basato

-
- strategie di minimizzazione del numero di "ripassi" necessari per accedere a misuratori non accessibili (ad esempio, mediante ottimizzazione dei periodi di prima installazione in aree con larga presenza di c.d. "seconde case");
 - possibilità di riutilizzo delle basette già installate in sede di installazione dei misuratori 1G e conseguente semplificazione della fase di installazione dei misuratori 2G.

sulle scadenze di fine vita utile regolatoria dei sistemi di *smart metering* 1G, l’Autorità - implementando il primo binario “*fast*” - individua requisiti minimi per i piani, richiedendo alle imprese di fornire l’evidenza di aver proposto soluzioni efficaci ed efficienti e di indicare *target* per specifici obiettivi, quali:

- crono-programma del piano di messa in servizio dei misuratori con dettaglio del numero di misuratori che l’impresa intende posare distinti per tipo (monofase/trifase), per anno e per Comune o gruppo di Comuni;
- costi di capitale connessi alla prima installazione dei sistemi di *smart metering* 2G e alla sostituzione di misuratori 2G per attività di gestione utenza, distinti per anno e per tipologia di cespiti;
- costi operativi previsti per la manutenzione e l’esercizio dei sistemi di *smart metering* 2G;
- identificazione delle *performance* del sistema di *smart metering* 2G (eventualmente superiore rispetto ai requisiti minimi definiti dall’Autorità, si veda in particolare il paragrafo 5.11);
- in via opzionale, minimizzazione del disagio per il cliente⁷ (oltre a prestazioni e indicatori già utilizzati nella regolazione, come interruzione della fornitura con preavviso, puntualità per l’appuntamento, indici di soddisfazione del cliente, potrebbero essere considerati meccanismi innovativi, inclusa la disponibilità del cliente⁸).

3.11 Qualora invece dovessero emergere differenze di costo significative tra i sistemi di *smart metering* 2G e i sistemi 1G, l’Autorità ritiene necessario che il trasferimento del maggior costo ai clienti del servizio debba essere subordinato a un’attenta valutazione costi-benefici (secondo binario “classico”). In prima ipotesi l’Autorità ipotizza di porre in capo alle imprese la dimostrazione mediante analisi costi-benefici, da svolgere sulla base di uno schema condiviso con l’Autorità, della convenienza alla messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G.

⁷ Si rammenta che, per minimizzare i costi, in occasione della sostituzione dei misuratori elettromeccanici con i misuratori 1G, non si diede luogo alla registrazioni delle interruzioni della fornitura né alla applicazione di livelli di qualità relativi alla puntualità degli appuntamenti con i clienti, nei casi in cui la presenza del cliente sia necessaria per la sostituzione.

⁸ A puro titolo di esempio di una soluzione innovativa, il condominio con misuratori localizzati negli appartamenti potrebbe fornire a seguito della richiesta dell’impresa distributrice, uno *scheduling* di preferenza dell’intervento presso i diversi condomini (indifferente, mattina, pomeriggio, prima mattina) Tale meccanismo potrebbe tradursi in una logica “*win-win*” sia per il cliente che ridurrebbe il proprio disagio, sia per l’impresa che potrebbe ottimizzare gli accessi e i tempi di intervento.

Considerazioni sull'ubicazione dei misuratori 2G

- 3.12 Le soluzioni di posa centralizzata prevista per gli stabili condominiali, consolidate negli ultimi trent'anni, hanno consentito il contenimento dei costi di installazione dei misuratori, facilità di accesso e controllo da parte dell'impresa distributrice, in particolare in caso di guasti, e minori rischi per il cliente in relazione a richieste (truffaldine) di accesso al misuratore.
- 3.13 L'orientamento alla centralizzazione è stato, come visto nel paragrafo 2.4, confermato anche in occasione della posa dei misuratori 1G. In effetti la disponibilità di misuratori elettronici all'interno delle unità immobiliari potrebbe comportare diversi benefici per i consumatori;
- a) consentire di visualizzare i dati di consumo sul *display* da parte del cliente anche in presenza di interferenze sulla "banda C" di comunicazione sulla *power line*;
 - b) facilitare l'accesso per riarmare il misuratore (a meno che il disagio di dover lasciare l'appartamento per tale motivo venga evitato dal sistema automatico prospettato per la *release* 2.1 del misuratore 2G dall'Allegato C alla deliberazione 87/2016);
 - c) permettere una minore accessibilità al misuratore da parte di terzi, un aspetto particolarmente utile nell'eventualità che sia disponibile una porta fisica sul misuratore o che il misuratore contenga un dispositivo *wireless*, come suggerito per la *release* 2.1 del misuratore 2G dall'Allegato C alla deliberazione 87/2016.
- 3.14 Queste considerazioni sugli effetti positivi di ciascuna alternativa inducono l'Autorità a valutare l'opportunità di rimuovere gli attuali vincoli presenti nelle norme del TIC in tema di localizzazione dei misuratori negli stabili con più unità immobiliari, lasciando quindi la possibilità sia di soluzioni distribuite (presso il cliente) sia di soluzioni centralizzate, così da favorire le scelte migliori situazione per situazione.
- 3.15 Occorre peraltro considerare che sulla tematica della localizzazione dei misuratori nei nuovi stabili rilevano anche, da una parte, le norme tecniche⁹ e dall'altra i regolamenti edilizi comunali.
- 3.16 In relazione agli stabili esistenti occorre osservare che il tema dell'ubicazione dei misuratori si interseca con i piani di rifacimento delle colonne montanti

⁹ In particolare, la Norma CEI 0-21 include disposizioni relative alla localizzazione del punto di connessione. In particolare, la norma prevede che il punto di connessione sia solitamente collocato al limite di proprietà e direttamente accessibile da pubblica via (punto 7.4.1), salvo i casi relativi ad edifici con ingresso in comune a più unità immobiliari (punto 7.4.11), per i quali è necessario centralizzare i suddetti punti di connessione in apposito locale/vano (di proprietà condominiale, e realizzato a cura dell'Utente) individuato preventivamente all'interno dell'edificio, in accordo con il Distributore; L'accesso ai suddetti vani deve essere consentito al Distributore. In particolare, in caso di guasto o per specifiche esigenze di esercizio, l'accesso deve essere consentito in modo tempestivo.

obsolete che le imprese distributrici potranno predisporre per effetto delle disposizioni di cui all'articolo 134 dell'Allegato A alla deliberazione 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel. L'Autorità considera opportuno mantenere una posizione di neutralità rispetto alla scelta – che viene compiuta congiuntamente dall'impresa distributtrice e dall'amministrazione del condominio e che è molto influenzata dalle condizioni locali specifiche – tra lasciare i misuratori negli appartamenti o collocarli, all'esito della bonifica degli impianti montanti, in uno o più vani centralizzati.

Trattamento di interazioni con la Strategia Banda Ultra Larga (BUL) o con altri servizi

- 3.17 L'Autorità ritiene necessario individuare chiaramente i principi di separazione delle attività di installazione dei misuratori 2G e posa di fibra ottica nel quadro dell'attuazione della Strategia BUL e proporre orientamenti per il trattamento regolatorio delle eventuali sinergie derivanti dalla loro contestualità.
- 3.18 La Strategia BUL ha indicato l'obiettivo di massimizzare entro il 2020 la copertura della popolazione con una connettività ad almeno 100 Mbps, che è l'unica a poter essere definita *ultra fast broadband* nell'accezione dell'Agenda Digitale Europea (banda ultralarga) e comunque garantire a tutti i cittadini almeno 30 Mbps in *download*.
- 3.19 In relazione alla possibile contestualità di attività di installazione dei misuratori 2G e posa di fibra ottica nel quadro dell'attuazione della Strategia BUL, il quadro regolatorio definito dall'Autorità con le disposizioni in materia di *unbundling* contabile e funzionale assicura che si evitino discriminazioni e trasferimenti incrociati di risorse tra attività e tra comparti in cui operano gli esercenti, ed è orientato a garantire la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico e impedire trasferimenti incrociati di risorse tra i segmenti delle filiere.
- 3.20 Il quadro regolatorio mira pertanto ad assicurare anche l'assenza di sussidi incrociati, nell'ambito di gruppi societari verticalmente integrati, tra le attività svolte dall'impresa distributtrice e remunerate tariffariamente (quali la distribuzione e la misura di energia elettrica) e le altre attività svolte dall'impresa distributtrice stessa o da società appartenenti al medesimo gruppo societario verticalmente integrato, incluse le attività non oggetto di regolazione.
- 3.21 L'Autorità sta inoltre approfondendo le tematiche della coubicazione di componenti di reti di comunicazione elettroniche ad alta velocità (come la fibra ottica) nelle infrastrutture dell'energia elettrica e di altri servizi di pubblica utilità, oggetto del recente decreto legislativo 15 febbraio 2016, n. 33, con cui è

stata recepita la direttiva 2014/61/UE¹⁰. Gli approfondimenti hanno il fine di valutare quali siano gli strumenti più idonei per favorire modalità trasparenti e non discriminatorie nella formulazione, da parte dei gestori di infrastrutture regolate dall’Autorità, di offerte di accesso a tali infrastrutture secondo i principi richiamati dall’articolo 3, comma 2, del medesimo decreto legislativo.

- 3.22 In particolare, in conformità con la disciplina sull’*unbundling*, le attività per la fibra ottica dovranno essere rendicontate separatamente rispetto a quelle di distribuzione e di misura.
- 3.23 Principi analoghi a quelli espressi per le sinergie con la BUL valgono anche per le ipotesi di sinergie con altri servizi.
- 3.24 In linea generale, l’Autorità intende prevedere forme di condivisione dei benefici derivanti da sinergie con altri servizi con i clienti del servizio elettrico, mantenendo un incentivo per l’impresa distributrice a utilizzare l’infrastruttura anche per servizi diversi da quello elettrico, condividendone comunque i vantaggi con l’utente elettrico.

Costi connessi all’eventuale dismissione anticipata di misuratori 1G

- 3.25 I costi connessi all’eventuale dismissione anticipata di misuratori 1G, ove effettuata volontariamente dall’impresa distributrice, non sono riconoscibili ai fini tariffari secondo una logica “*no stranded cost*”, come già indicato nella parte di motivazione della deliberazione 87/2016.
- 3.26 L’Autorità intende valutare l’ipotesi di introdurre soluzioni regolatorie, illustrate nel paragrafo 4.44 e seguenti, che preservando il principio indicato nel paragrafo precedente, introducano forme di flessibilità e spingano le imprese a ottimizzare i piani di messa in servizio dei misuratori 2G.

Ambito di applicazione alle imprese distributrici

- 3.27 Considerati i profili temporali di prima installazione dei misuratori elettronici 1G (si veda l’Appendice 1 al presente documento), l’Autorità ritiene che nel periodo 2016-2019 le ipotesi di regolazione che verranno illustrate nel capitolo 4 potrebbero interessare principalmente Enel Distribuzione S.p.A.. Alle altre imprese distributrici di dimensione superiore ai 100.000 punti di prelievo, qualora intendessero avviare lo *smart metering* 2G nel periodo 2016-2019, sarebbero applicate regole di riconoscimento dei costi analoghe a quelle previste per l’impresa distributrice principale, mentre per le imprese di dimensioni

¹⁰ Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 15 maggio 2014 recante misure volte a ridurre i costi dell’installazione di reti di comunicazione elettronica ad alta velocità.

inferiori saranno adottate regole specifiche basate su logiche parametriche, in coerenza con i criteri indicati nel TIME.

- 3.28 L'ipotesi di anticipazione del piano di prima installazione dei misuratori 2G rispetto alla fine vita utile regolatoria dei misuratori 1G per le imprese che hanno installato i propri sistemi di *smart metering* 1G successivamente al 2007 potrà essere gestita o nel quadro degli strumenti di ottimizzazione del piano di messa in servizio (che saranno illustrati in particolare nel paragrafo 4.44 e seguenti) o renderà necessario, nei prossimi anni, lo svolgimento di un'attenta analisi costi-benefici a livello di sistema elettrico, come prospettato nel paragrafo 27.16 e seguenti del documento per la consultazione 335/2015.

Spunti per la consultazione

- S2. Osservazioni in merito alle considerazioni sui differenziali di costo tra sistemi di *smart metering* 2G e sistemi 1G.
- S3. Osservazioni in merito ai piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G.
- S4. Osservazioni in merito alla localizzazione dei misuratori 2G e agli impatti delle relative scelte sui costi dei sistemi di *smart metering* 2G.
- S5. Osservazioni sul trattamento di interazioni con la strategia BUL o con altri servizi.

4. Ipotesi di regolazione per la determinazione del costo riconosciuto

Richiami delle precedenti consultazioni e della deliberazione 87/2016

- 4.1 Prime considerazioni sulle modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di *smart metering* 2G sono state sviluppate nei documenti per la consultazione 335/2015 (Parte IV, sezione 4) e 544/2015 (paragrafi da 20.11 a 20.16).
- 4.2 In particolare, nel documento per la consultazione 544/2015, l'Autorità:
- i. ha indicato l'orientamento a esaminare le possibili scelte regolatorie per incentivare le imprese distributrici ad adottare la strategia migliore di messa in servizio, con l'obiettivo di bilanciare correttamente le esigenze di minimizzazione del costo complessivo di messa in servizio con le considerazioni relative agli ampi benefici che il sistema elettrico può trarre dalla tempestiva disponibilità di un parco misuratori rinnovato, anche in maniera graduale, con sistemi di *smart metering* 2G;
 - ii. ha espresso l'orientamento a considerare possibili forme di sperimentazione di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di *smart metering* 2G con un approccio orientato all'*output*, anche basato su forme di controllo complessivo della spesa (approccio *totex*), sulla base di un piano dettagliato presentato dall'impresa distributtrice interessata e approvato *ex ante* dall'Autorità, in modo da fornire un incentivo alla minimizzazione del costo complessivo;
 - iii. ha confermato l'obiettivo di completare le valutazioni sulle funzionalità dei misuratori 2G e dei relativi sistemi di *smart metering* 2G entro le tempistiche previste dall'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014, pur dovendo scontare le rilevanti complessità del progetto di regolazione che derivano dalla presenza di una pluralità di soggetti e portatori di interesse e responsabilità;
 - iv. sul piano del riconoscimento dei costi di capitale, in un'ottica di rendere più stabili i livelli tariffari, ha indicato l'orientamento a valutare l'ipotesi di prevedere il riconoscimento di rate costanti a copertura di ammortamento e remunerazione del capitale per la durata di vita utile regolatoria del cespite, calcolate secondo logiche finanziarie, in luogo dell'approccio di norma utilizzato che prevede il riconoscimento di rate decrescenti.
- 4.3 I contributi pervenuti dai soggetti interessati in esito alle suddette consultazioni sono stati pubblicati sul sito internet dell'Autorità. Tra i soggetti che sono intervenuti nella consultazione 544/2015, solo Enel S.p.A. ha commentato tali aspetti in modo esplicito, evidenziando alcune criticità in relazione a tali orientamenti:
- i. la potenziale applicazione dell'approccio *totex* in via sperimentale su investimenti rilevanti che, a parere della stessa società, non sarebbe

- coerente con il tempo minimo indispensabile per il confronto e la condivisione degli aspetti metodologici e operativi della nuova logica;
- ii. anche per i misuratori 2G occorrerebbe ricorrere, come già fatto in occasione della sostituzione dei gruppi di misura elettromeccanici, a meccanismi di integrazione dei ricavi a fronte della sostituzione anticipata dei misuratori rispetto al termine della vita utile, in virtù del salto tecnologico e dei consistenti benefici apportati al sistema elettrico;
 - iii. la tempistica limite, fissata dal decreto legislativo 102/2014, non risulterebbe coerente con le necessità tecnico-gestionali degli operatori, che necessitano di un tempo minimo per la predisposizione di un progetto di così ampia portata, sia economica che industriale, nonché foriero di rilevanti opportunità per l'intero Paese sotto il profilo dell'innovazione;
 - iv. l'ipotesi di prevedere il riconoscimento dei costi a rate costanti in luogo dell'approccio vigente di riconoscimento a rate decrescenti non sarebbe coerente con il profilo temporale dei costi sostenuti dalle imprese.
- 4.4 Successivamente l'Autorità, nella motivazione della deliberazione 87/2016, ha ritenuto che non siano riconoscibili i costi connessi all'eventuale anticipata dismissione di misuratori 1G, ove effettuata volontariamente dall'impresa distributrice.
- 4.5 Nella medesima deliberazione l'Autorità ha previsto la definizione di meccanismi incentivanti di riconoscimento dei costi connessi alla sostituzione dei misuratori e apparati di prima generazione con nuovi sistemi di *smart metering* 2G, che escludono pertanto logiche regolatorie meno focalizzate sull'efficienza delle spese di investimento, quali il riconoscimento dei costi a consuntivo.

Modalità di calcolo dei costi riconosciuti di capitale

- 4.6 Sul piano delle modalità di calcolo dei costi riconosciuti, l'Autorità è orientata a prevedere il riconoscimento di rate costanti a copertura di ammortamento e remunerazione del capitale per la durata di vita utile regolatoria del cespite, calcolate secondo logiche di neutralità finanziaria, in luogo dell'approccio di norma utilizzato che prevede il riconoscimento di rate decrescenti, in quanto si ritiene che tale soluzione possa migliorare la stabilità tariffaria nell'interesse sia dei clienti del servizio, sia delle imprese distributrici.

Stabilità tariffaria

- 4.7 In relazione alle esigenze di stabilità tariffaria l'Autorità ritiene opportuno valutare inoltre l'ipotesi di introdurre sentieri di riconoscimento dei costi che a parità di valore attuale netto in termini di costo riconosciuto per le imprese

consentano di rendere stabili nel tempo, le tariffe, in termini reali, per i clienti finali e, specularmente, i flussi di ricavi per le imprese.

Tre nuove ipotesi di regolazione incentivante

- 4.8 L'Autorità intende valutare nell'ambito della consultazione tre distinte ipotesi di regolazione per la fissazione del costo riconosciuto relativo ai sistemi di *smart metering* 2G. Le tre ipotesi sono presentate sequenzialmente: la descrizione dell'ipotesi 2 si concentra sugli elementi di modifica rispetto all'ipotesi 1 e l'ipotesi 3 sulle modifiche rispetto all'ipotesi 2.
- 4.9 Tutte le tre ipotesi conducono a un superamento dell'attuale schema ibrido di riconoscimento dei costi e rispondono in generale all'obiettivo individuato nella deliberazione 87/2016 di definire meccanismi incentivanti di riconoscimento dei costi, fornendo un forte incentivo all'efficienza nel piano di messa in servizio dei misuratori 2G rispetto alla attuale prassi di riconoscimento a piè di lista dei costi di capitale.
- 4.10 In coerenza con gli obiettivi specifici individuati nel paragrafo 1.11, le ipotesi di regolazione puntano sia a favorire uno sviluppo economico ed efficiente del servizio (incentivi all'efficienza), sia a favorire l'efficacia in termini di prestazioni fornite mediante riconoscimenti tariffari differenziati in funzione del livello dell'*output* fornito (incentivi all'efficacia).

Ipotesi di regolazione 1 – costi *standard* unitari di capitale con *sharing*

- 4.11 La prima ipotesi ricalca l'approccio già adottato per il riconoscimento dei costi per l'approvvigionamento e l'installazione degli *smart meter* relativi al servizio di misura del gas naturale.
- 4.12 In tale prima ipotesi il regolatore fissa un costo *standard* unitario (o un vettore di costi in funzione delle tipologie di misuratori, distinguendo tra misuratori monofase e misuratori trifase) per misuratore 2G di prima installazione. Tale costo *standard* unitario ricomprende i costi di approvvigionamento e installazione del misuratore e i costi relativi all'approvvigionamento e installazione dei concentratori e al sistema centrale.
- 4.13 I costi di installazione nel caso di posa singola dei misuratori sono maggiori dei costi di installazione per posa massiva. Al fine di dare un incentivo alle imprese a ottimizzare il loro piano di messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G, l'Autorità ritiene opportuno non differenziare i riconoscimenti tra casi di installazione massiva e casi di installazione singole. Il costo *standard* unitario verrà invece definito considerando un *uplift* rispetto al costo per la posa massiva, in funzione del numero di installazioni singole attese e del maggior costo ad esse connesso.

- 4.14 Oltre ai costi di prima installazione del sistema di *smart metering* 2G le imprese opereranno le consuete sostituzioni di misuratori per gestione utenza. Si assumerà quindi un tasso di sostituzione di misuratori 2G connesso alle attività di gestione utenza. In relazione a tale gestione utenza potrà essere prevista una maggiorazione del costo *standard*.
- 4.15 L’Autorità nel prevedere, in analogia a quanto fissato per il servizio di misura del gas naturale, meccanismi di *sharing* dei maggiori/minori costi sostenuti dalle imprese rispetto al costo *standard* fornito dal regolatore. In particolare nel caso di *sharing* duale simmetrico dei maggiori/minori costi, se l’impresa distributrice sostiene un costo effettivo inferiore al costo *standard* può trattenere il 50% del risparmio di costo. Parimenti, se il costo effettivo è superiore al costo *standard*, l’utente concorre al 50% alla copertura dell’*extra*-costo rispetto al costo *standard*.
- 4.16 Rispetto al caso di *sharing* duale simmetrico (50%-50%) tra utenti e imprese adottata per la regolazione del servizio di distribuzione del gas naturale potrebbero essere valutate ipotesi con diversi livelli delle percentuali di *sharing*, eventualmente prevedendo che nel caso di costi effettivi inferiori al costo *standard* si applichi l’ipotesi di *sharing* simmetrico, mentre nel caso di costi effettivi superiori al costo *standard* sia allocata agli utenti del servizio una quota inferiore al 50% del maggior costo.
- 4.17 L’Autorità ai fini della fissazione del costo *standard* intende tenere conto dei costi sostenuti per l’installazione dei misuratori 1G in Italia e delle informazioni riportate nella relazione della Commissione Europea del giugno 2014 “*Analisi comparativa dell’introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti nell’UE-27 in particolare nel settore dell’elettricità*”, relazione COM(2014) 356.
- 4.18 Nell’ipotesi 1 il riconoscimento dei costi operativi ai fini tariffari segue le regole fissate per il quinto periodo regolatorio per il servizio di misura.
- 4.19 Al fine di rendere sincrono il meccanismo di riconoscimento dei costi con le cadenze di aggiornamento della regolazione tariffaria del servizio di misura, i costi *standard* potrebbero essere definiti con riferimento al periodo 2017-2019, rinviando alla revisione infra-periodo la revisione dei livelli per il quadriennio 2020-2023. Tale revisione potrebbe tenere opportunamente conto di dinamiche di incremento o di decremento dei costi dei misuratori 2G negli anni a venire. Potrebbe essere ipotizzata anche una revisione, con analoga cadenza, dei livelli di *sharing*. Tale ipotesi però potrebbe depotenziare l’incentivo all’efficienza.
- 4.20 Peraltro l’individuazione di un costo *standard* da parte del regolatore viene effettuata in un contesto di asimmetria informativa. Il regolatore tipicamente ha meno informazioni dell’impresa regolata e pertanto potrebbe fissare il *benchmark* a un livello facilmente battibile da parte dell’impresa. D’altra parte se il regolatore fissa il *benchmark* a un livello non facilmente raggiungibile l’efficacia del meccanismo incentivante si riduce.

- 4.21 Il permanere di un approccio ibrido nelle modalità di riconoscimento dei costi oltre a indurre potenziali distorsioni nelle scelte delle imprese tra soluzioni *make* e soluzioni *buy*, potrebbe inoltre spingere in generale le imprese a politiche di *cost padding*, in particolare di sovra-capitalizzazione (ad esclusione degli anni *test* ovvero degli anni a cui il regolatore fa riferimento per la fissazione del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi). Al fine di limitare tale fenomeno l’Autorità intende valutare l’ipotesi di introdurre un vincolo alla percentuale di capitalizzazione.

Ipotesi di regolazione 2 – applicazione di *matrice IQI* alle spese di capitale

- 4.22 Al fine di limitare i problemi di asimmetria informativa, l’Autorità intende valutare una ipotesi di regolazione 2 variante rispetto all’ipotesi di regolazione 1 che potrebbe sostanziarsi nell’adozione di una *matrice IQI*¹¹ per il dimensionamento degli incentivi di efficienza da riconoscere alle imprese distributrici, seguendo l’esempio già adottato nel contesto regolatorio inglese dai regolatori Ofgem per il settore dell’energia e Ofwat per il settore idrico (vd. paragrafo 29.13 del documento per la consultazione 335/2015).
- 4.23 Nella seconda ipotesi di regolazione, il regolatore rende disponibili le metriche di dimensionamento degli incentivi e l’impresa distributtrice fissa - in sede di *business plan* - una previsione di spesa di capitale per i sistemi di *smart metering* 2G.
- 4.24 Con la *matrice IQI* il livello degli incentivi riconosciuti alle imprese oltre a dipendere dalla percentuale di *sharing* dei minori costi/maggiori costi, come nell’ipotesi 1, dipende anche dal grado di rispondenza dei costi effettivi ai costi previsti dalla stessa impresa. In questo senso dunque c’è un incentivo per le imprese a “dire la verità” nel momento in cui sottopongono le proprie previsioni di costo al regolatore.
- 4.25 La *matrice IQI* di questa ipotesi 2 è del tutto analoga a quella illustrata nel capitolo 29 del documento per la consultazione 335/2015 con riferimento all’approccio della spesa totale (approccio *totex*).
- 4.26 A differenza della matrice riferita all’approccio *totex*, le colonne della matrice rappresenterebbero la scelta dell’impresa in termini di spesa di capitale attesa, rispetto alla *baseline* definita dal regolatore. Le righe della matrice rappresentano la spesa effettiva di capitale dell’impresa, espressa sempre in termini relativi rispetto alla *baseline*. Si assume come riferimento per la spesa di capitale la quantità pianificata di misuratori 2G di prima installazione; in caso di scostamento della quantità effettiva vanno compiuti opportuni aggiustamenti (vd. anche il successivo “controllo sullo stato di avanzamento del piano”).

¹¹ Nell’esperienza anglo-sassone tale matrice è denominata matrice *IQI* - *information quality incentive*.

- 4.27 Come nel caso della Tabella 4 riportata nel documento per la consultazione 335/2015, in funzione del livello di spesa prevista vengono determinati i seguenti valori:
- i. il livello della spesa ammessa; questo è di norma determinato come combinazione lineare della previsione del regolatore, con peso maggiore, e della previsione dell'impresa;
 - ii. il livello dell'incentivo all'efficienza, espresso come percentuale di *sharing* dei minori costi/maggiori costi rispetto al livello assunto come *baseline*, dove la quota dei benefici/costi lasciata all'impresa decresce al crescere della spesa prevista;
 - iii. l'incentivo a sottoporre previsioni di spesa veritiere; l'incentivo è denominato del regolatore inglese *additional income* ed è determinato in modo tale da rendere preferibile la sottoposizione di una previsione di spesa efficiente; il regolatore può scegliere di fissare il punto di *break-even* al livello della *baseline* oppure a un livello superiore, in funzione del modo in cui la *baseline* è stata costruita: se la *baseline* individua un livello di costo medio efficiente allora è appropriato fissare il punto di *break-even* al livello della *baseline*; se invece è stato adottato un approccio di stima di frontiera efficiente può essere opportuno fissare il punto di *break-even* a un livello superiore rispetto alla *baseline*.
- 4.28 Gli elementi della matrice che si trovano all'incrocio tra il livello di spesa previsto dall'impresa e il livello di spesa effettiva individuano i premi o le penalità che le imprese possono ottenere, e che sono riconosciuti tramite un incremento/decremento del valore del capitale investito riconosciuto, in analogia all'ipotesi 1.
- 4.29 L'implementazione dell'ipotesi 2 rende necessaria anche la definizione di aspetti procedurali che vanno dal momento in cui l'impresa presenta il *business plan*, alla fase di analisi di tale piano da parte dell'Autorità e alla definizione della *baseline* da parte dell'Autorità, in analogia a quanto descritto in relazione all'approccio *totex* nel capitolo 30 del documento per la consultazione 335/2015. Come indicato nel paragrafo 3.10 l'Autorità intende adottare percorsi semplificati di analisi dei *business plan* nell'ipotesi di installazione di sistemi di *smart metering* 2G che non presentino differenze di costo significative rispetto all'ipotesi di installazione di sistemi di *smart metering* 1G.
- 4.30 In particolare le imprese dovranno sottoporre un *business plan* con riferimento all'orizzonte temporale del piano di messa in servizio dei misuratori 2G. Il piano di messa in servizio, in coerenza con quanto già indicato nel paragrafo 3.10, dovrà contenere sia indicazioni sul numero di misuratori in prima installazione e in sostituzione per gestione utenza, sia sul costo dei misuratori e degli apparati di telelettura/telegestione. Il *business plan* dovrebbe anche contenere indicazioni sugli obiettivi specifici che l'impresa intende perseguire con il sistema di *smart metering* 2G, fornendo così elementi che possano essere poi utilizzati nella fase

di definizione dei meccanismi di incentivazione legati agli *output*. Come ricordato nel documento per la consultazione 335/2015 i *business plan* devono:

- includere l'evidenza e la dimostrazione che gli interventi previsti siano finalizzati al raggiungimento di precisi *target* per i principali obiettivi specifici;
- contenere tutte le informazioni di natura tecnica ed economica che ne permettano la verifica puntuale da parte dell'Autorità, e in particolare devono contenere informazioni dettagliate, non solo a livello aggregato, dei costi sottostanti i singoli interventi;
- contenere l'evidenza che tali costi siano rappresentativi di costi efficienti, e in generale devono dimostrare il cd. *value for money* degli interventi proposti.

- 4.31 A valle del processo di valutazione del *business plan* da parte dell'Autorità, alle imprese può essere richiesto di inviare un nuovo *business plan* o di fornire eventuali informazioni mancanti. È opportuno che il numero e la portata delle interazioni tra regolatore e imprese sia ridotto, e a tal proposito che siano adottati specifici strumenti che incentivino le imprese a fornire, sin dal primo invio, informazioni quanto più precise e dettagliate.
- 4.32 Anche nell'ipotesi 2 (come nell'ipotesi 1) il riconoscimento dei costi operativi ai fini tariffari segue le regole fissate per il quinto periodo regolatorio per il servizio di misura.
- 4.33 In analogia a quanto previsto per l'ipotesi 1, al fine di rendere sincrono il meccanismo di riconoscimento dei costi con le scadenze di aggiornamento della regolazione tariffaria del servizio di misura, i costi *standard* di capitale potrebbero essere definiti con riferimento al periodo 2017-2019, rinviando alla revisione infra-periodo la revisione dei livelli per il quadriennio 2020-2023. Contestualmente dovrebbe essere previsto un aggiornamento delle previsioni di spesa delle imprese e potrebbe essere valutato anche un aggiornamento della matrice, con le medesime controindicazioni già evidenziate in relazione all'ipotesi di revisione dei livelli di *sharing* nell'ipotesi 1.
- 4.34 L'adozione dell'ipotesi 2 dovrebbe favorire una riduzione dei rischi connessi ai problemi di asimmetria informativa. Essendo focalizzata sulle spese di capitale non consente invece un pieno superamento né delle criticità connesse a fenomeni di *cost padding*, né delle potenziali distorsioni che la regolazione potrebbe indurre nelle scelte delle imprese tra soluzioni *make* e soluzioni *buy*.

Ipotesi di regolazione 3 – riconoscimenti fondati sulla spesa totale

- 4.35 Un pieno superamento dei potenziali rischi di incentivi non equilibrati per l'efficientamento del servizio evidenziati per le precedenti ipotesi potrebbe essere conseguito mediante l'adozione di un approccio basato sulla spesa totale (*proto-totex*).

- 4.36 Anche in questa terza ipotesi, come indicato nel paragrafo 3.10 l’Autorità intende adottare percorsi semplificati di analisi dei *business plan* nell’ipotesi di installazione di sistemi di *smart metering* 2G che non presentino differenze di costo significative rispetto all’ipotesi di installazione di sistemi di *smart metering* 1G.
- 4.37 L’Autorità reputa che il piano di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G possa costituire un’occasione interessante per la sperimentazione di alcuni degli strumenti propri dei metodi di riconoscimento dei costi basati sulla spesa totale, come peraltro già indicato nei documenti per la consultazione 335/2015 e 544/2015 e previsto dall’articolo 1, comma 5, della deliberazione 654/2015. Nella valutazione dell’Autorità il piano di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G non dovrebbe presentare elementi di natura eccezionale o di scarsa prevedibilità che caratterizzano invece altre attività delle imprese del settore elettrico. Peraltro l’applicazione dell’approccio fondato sulla spesa totale sarebbe limitato ad alcuni aspetti, come meglio indicati nel seguito.
- 4.38 Rispetto all’ipotesi 2, lo sviluppo dell’ipotesi 3 basata sulla spesa totale implica che imprese e regolatore si confrontino su piani previsionali di spesa totale e non solo su piani previsionali relativi alle spese di capitale.
- 4.39 Nell’ipotesi di regolazione 3, come indicato nel capitolo 29 del documento per la consultazione 335/2015, ai fini del riconoscimento tariffario, la spesa totale è divisa in due quote:
- una quota (c.d. *fast money*) che concorre per intero alla determinazione del costo riconosciuto in un certo anno;
 - una quota (c.d. *slow money*) che va invece a incrementare il capitale investito riconosciuto ai fini regolatori e viene trattata al pari degli incrementi patrimoniali nell’attuale contesto di regolazione.
- 4.40 La percentuale di ripartizione tra le due componenti è stabilita *ex ante*, sulla base di valutazioni dell’Autorità in merito al livello ottimale di capitalizzazione, tenendo in debita considerazione eventuali proposte formulate dalle imprese.
- 4.41 Le quote di ammortamento e la conseguente evoluzione del valore del capitale investito sono determinate sulla base di una vita utile regolatoria unica per tutte le categorie di cespiti. Al valore del capitale investito netto riconosciuto è applicato, ai fini tariffari, il valore del tasso di remunerazione del capitale investito.
- 4.42 In relazione alle esigenze di stabilità della regolazione i riconoscimenti tariffari nel regime *totex* sarebbero gestiti in modo da non alterare i contorni del patto regolatorio relativo alle modalità di riconoscimento dei costi operativi per il periodo 2016-2019.
- 4.43 In analogia a quanto previsto per le ipotesi 1 e 2, al fine di rendere sincrono il meccanismo di riconoscimento dei costi con le scadenze di aggiornamento della regolazione tariffaria del servizio di misura, i costi *standard* potrebbero essere

definiti con riferimento al periodo 2017-2019, rinviando alla revisione infra-periodo la revisione dei livelli per il quadriennio 2020-2023. Contestualmente dovrebbe essere previsto un aggiornamento delle previsioni di spesa delle imprese e potrebbe essere valutato anche un aggiornamento della matrice, con le medesime controindicazioni già evidenziate in relazione all'ipotesi di revisione dei livelli di *sharing* nell'ipotesi 2.

Ottimizzazione del piano di messa in servizio

- 4.44 L'adozione di riconoscimenti tariffari fissati in funzione di livelli *standard* dei costi prefissati su di un orizzonte pluriennale (che è di fatto comune a tutte le tre ipotesi di regolazione, poiché la spesa di capitale è ottenibile come moltiplicazione del costo *standard* unitario per il numero di misuratori) costituisce intrinsecamente un forte incentivo all'ottimizzazione del piano di messa in servizio. Nel caso l'impresa distributrice preveda una forte riduzione dei costi ad es. per effetto di *breakthrough* tecnologici (oppure un forte incremento di costi ad es. per effetto di aumento dei costi delle materie prime), essa è incentivata a posticipare (rispettivamente anticipare) il piano di messa in servizio.
- 4.45 Come già ricordato nel paragrafo 3.25, l'Autorità ha ritenuto, nella motivazione della deliberazione 87/2016, che non siano riconoscibili i costi connessi all'eventuale anticipata dismissione di misuratori 1G, ove effettuata volontariamente dall'impresa distributrice.
- 4.46 L'Autorità ritiene che nel caso di adozione delle ipotesi di regolazione 2 e 3 possa essere valutata la possibilità di introdurre soluzioni che offrano una certa flessibilità alle imprese distributrici sulle tempistiche di messa in servizio e fornire adeguati incentivi alla minimizzazione del costo di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G.
- 4.47 In particolare l'Autorità intende prevedere che nelle ipotesi di regolazione 2 e 3 i riconoscimenti tariffari possano essere fissati in funzione di un profilo temporale di messa in servizio riferito a ipotesi di installazione a fine vita utile regolatoria dei misuratori 1G (piano convenzionale di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G).
- 4.48 Ciò comporterebbe, per quanto riguarda il riconoscimento dei costi di capitale relativi allo *stock* di *asset* relativi al servizio di misura in bassa tensione esistenti al 31 dicembre 2015 (compreso il riconoscimento delle quote non ammortizzate dei misuratori elettromeccanici rottamati), di adottare un percorso predefinito di aggiornamento della base di capitale che non preveda dismissioni anticipate e che evolva solo in funzione delle dinamiche di ammortamento. Specularmente il riconoscimento dei costi di capitale relativo ai sistemi di *smart metering* 2G verrebbe effettuato sulla base di un piano prestabilito che non prevede dismissioni anticipate dei misuratori 1G.

- 4.49 L'adozione di un piano convenzionale di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G consente alle imprese di ottimizzare il piano effettivo di messa in servizio, valutando le economie di prossimità nella realizzazione del piano di messa in servizio.

Controllo sullo stato di avanzamento del piano

- 4.50 Per evitare comportamenti opportunistici da parte delle imprese l'Autorità intende prevedere, nelle ipotesi di regolazione 2 e 3, l'attivazione di meccanismi di controllo sullo stato di avanzamento, con decurtazione dei riconoscimenti per ritardi rispetto ai tempi previsti nel piano di messa in servizio.
- 4.51 Nel caso di adozione dell'ipotesi di piano convenzionale di messa in servizio, come individuata nei paragrafi 4.47 e seguenti, il meccanismo di controllo sullo stato di avanzamento si configurerebbe come un meccanismo asimmetrico che consentirebbe alle imprese di anticipare l'installazione rispetto al piano convenzionale di messa in servizio in sede di definizione del proprio piano di messa in servizio (in funzione del quale sono fissati i riconoscimenti dei costi), senza che ci siano effetti sui medesimi riconoscimenti di costo, mentre penalizzerebbe i casi di ritardo nello stato di avanzamento rispetto al piano convenzionale di messa in servizio. L'Autorità intende inoltre valutare se sia appropriato considerare dei disincentivi in caso di mancato avanzamento del piano di messa in servizio, se anticipato rispetto al piano convenzionale, nel caso l'anticipazione sia correlata al più tempestivo dispiegamento di benefici per gli utenti.
- 4.52 L'implementazione del meccanismo di controllo sullo stato di avanzamento del piano deve essere opportunamente calibrato in coerenza con lo sviluppo dei meccanismi incentivanti di tipo *output based*.

Spunti per la consultazione

- S6. Osservazioni riguardo la stabilità tariffaria e relativi meccanismi.
- S7. Osservazioni sulle tre nuove ipotesi di regolazione incentivante.
- S8. Osservazioni sull'ottimizzazione dei piani di messa in servizio e sull'adozione di un piano convenzionale.
- S9. Osservazioni su meccanismi di controllo dell'avanzamento del piano applicabili nelle ipotesi di regolazione 2 e 3.

5. Benefici dei sistemi di smart metering 2G e meccanismi di incentivazione output based in relazione alle loro performance e al processo di installazione dei misuratori 2G

- 5.1 Questo capitolo fornisce valutazioni preliminari riguardo meccanismi di regolazione *output based* in relazione ai sistemi di *smart metering* 2G, fondati in linea generale sulle *performance* di tali sistemi.
- 5.2 A valle di considerazioni sui benefici, che saranno ulteriormente dettagliate nel successivo documento per la consultazione di cui al paragrafo 1.14, sono sviluppati orientamenti preliminari per l'individuazione delle possibili direzioni di sviluppo di meccanismi di regolazione incentivante di natura *output based*.
- 5.3 L'Autorità, in linea con l'obiettivo strategico (espresso nel *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018*) di responsabilizzazione degli operatori di rete in materia di sviluppo delle infrastrutture, intende prevedere che i meccanismi *output based* siano implementati nel quadro di opportune interazioni con le imprese nell'ambito della definizione e valutazione dei piani di messa in servizio, come richiamati nel paragrafo 3.6 e seguenti.

Benefici per il sistema elettrico ottenibili con sistemi di smart metering 2G

- 5.4 Come indicato nella motivazione della deliberazione 87/2016, i benefici derivanti dai sistemi di *smart metering* 2G devono essere valutati in relazione all'intera "catena di misura" (dal misuratore 2G al Sistema informativo integrato).
- 5.5 I principali benefici potenziali finora individuati riguardano:
- a) **l'eliminazione delle c.d. "code di fatturazione"**, ovvero di brevi periodi inframensili di consumo fatturati in acconto su basi stimate, in quanto i sistemi di *smart metering* 1G consentono solo l'acquisizione di letture riferite all'ultimo giorno del mese mentre il ciclo di fatturazione dei venditori può riferirsi a qualsiasi periodo mensile;
 - b) **l'abbattimento delle rettifiche di fatturazione** in virtù dell'eliminazione delle fatture di conguaglio;
 - c) **il superamento dei limiti derivanti dal load profiling**, dal momento che, disponendo di letture quartorarie, tutti i punti di prelievo e immissione potrebbero essere soggetti al trattamento orario ai fini del settlement;
 - d) **l'ulteriore efficientamento delle procedure di switching e voltura**, con possibilità di definire efficientemente anche subentri nel corso del mese e non solo dall'inizio del mese successivo con precisa attribuzione delle

partite fisiche ed economiche, particolarmente rilevante nella prospettiva di cessazione del servizio di maggior tutela e di avvio del servizio universale prevedibilmente più oneroso, fermo restando che, sul tema, il legislatore sta attualmente intervenendo nell'ambito di quanto previsto dal disegno di legge identificato come Atto Senato n. 2085 recante "legge annuale per il mercato e la concorrenza";

- e) **l'introduzione di nuove forme di prepagamento** della fornitura elettrica, delineate dall'Autorità e definite dal mercato, per le quali dovranno, comunque, essere assunte determinazioni regolatorie prodromiche;
- f) **il miglioramento dell'esposizione finanziaria dei venditori** nei confronti delle imprese distributrici e di Terna, grazie alla maggiore frequenza di disponibilità dei dati di consumo;
- g) **l'azzeramento degli oneri finanziari dovuti al "conguaglio load profiling"** in virtù dei profili orari di consumo per tutti i clienti finali.

5.6 Ulteriori benefici possono derivare dalla "apertura" del misuratore rispetto a dispositivi esterni realizzati da terze parti (condizione di interoperabilità), con particolare riferimento a:

- a) **benefici di risparmio energetico** dovuto alla maggiore consapevolezza del consumatore grazie alla visualizzazione dei propri consumi e a confronti con i consumi di altri clienti tipo;
- b) **responsabilizzazione cliente rispetto al proprio profilo di consumo** dovuto alla possibilità di offerte commerciali in cui il corrispettivo pagato dal cliente dipende dalla distribuzione temporale del suo consumo.

5.7 Infine, i sistemi di *smart metering* 2G possono produrre benefici anche per l'attività propria dell'impresa distributtrice, per esempio in relazione alla qualità del servizio o alla gestione della rete e in prospettiva per la validazione delle misure di prelievo sul quarto d'ora in relazione a possibili sviluppi di partecipazione della domanda ai mercati dei servizi di dispacciamento.

Orientamenti preliminari per lo sviluppo di meccanismi output based

5.8 L'Autorità ha definito, con la deliberazione 87/2016, l'Allegato B contenente i livelli attesi di *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h) della legge 481/1995.¹²

¹² L'articolo 2, comma 12, lettera h) della legge 481/1995 prevede che l'Autorità possa emanare direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte degli esercenti, definendo in particolare i livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e i livelli specifici di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente.

- 5.9 Riveste un ruolo particolare il livello atteso di *performance* relativo alla messa a disposizione di dati validati alle parti interessate; tale livello atteso è pari a 24 ore (a decorrere dalla mezzanotte del giorno a cui si riferiscono i dati quattorari di misura), salvo che per il primo anno (calcolato a partire dalla messa a regime della prima cabina MT/BT) in cui è ammesso un livello atteso pari a 30 ore. Per tali *performance* è attesa una percentuale di successo almeno pari al 95%.
- 5.10 Considerato che dalla fase di consultazione sui requisiti funzionali dei misuratori 2G è emerso con chiarezza che il dispiegamento dei benefici non dipende dai soli misuratori 2G ma invece dipende in larga parte dal sistema di *smart metering* 2G nella sua interezza, l’Autorità ha rinviato a successive consultazioni la definizione di meccanismi incentivanti, basati su logiche premio/penalità, in relazione al raggiungimento, o superamento, dei livelli attesi di *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G.
- 5.11 Il primo orientamento preliminare dell’Autorità è che l’individuazione (da effettuarsi parallelamente ai piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G) di indicatori e di eventuali *target* di *over-performance* rispetto ai livelli attesi di *performance* o di minimizzazione del disagio per il cliente (in particolare per quanto riguarda gli aspetti indicati al precedente paragrafo 3.10) potrebbe essere correlata a meccanismi premianti.
- 5.12 Il secondo orientamento preliminare dell’Autorità, poiché i livelli attesi di *performance* costituiscono dei requisiti minimi, è prevedere che in caso di mancato raggiungimento dei livelli attesi di *performance*, le imprese distributrici siano soggette a un meccanismo di penalità. Tali penalità, in linea di principio, dovrebbero essere commisurate ai mancati benefici per il sistema elettrico.
- 5.13 Tuttavia, la quantificazione di tali benefici è problematica per diversi motivi, incluso la definizione degli scenari di domanda dei nuovi servizi resi disponibili dalla seconda generazione. Pertanto, l’Autorità ritiene che in prima approssimazione le penalità possano essere commisurate alla differenza di costo unitario tra sistemi di *smart metering* 2G e sistemi di *smart metering* 1G per quanto riguarda l’eventuale mancato rispetto dei livelli attesi di *performance* di cui all’Allegato B alla deliberazione 87/2016, o – laddove ciò sia previsto dal piano di messa in servizio del sistema di *smart metering* 2G – al disagio per il cliente per quanto concerne i profili di installazione che coinvolgono i clienti, con particolare riferimento all’effettuazione del preavviso per l’interruzione della fornitura e alla gestione degli appuntamenti nei casi in cui la presenza del cliente sia necessaria.

Spunti per la consultazione

S10. Osservazioni su meccanismi di premio e di penalità e proposte per specifici meccanismi (indicatore, livello *target* e valorizzazione di *over-* e *under- performance*).

Appendice 1 – Dati sulla consistenza dei sistemi di smart metering 1G in Italia

1. Sono riportati nel seguito i dati resi disponibili dalle imprese di maggiori dimensioni nell'ambito delle comunicazioni effettuate ai sensi delle *Direttive misuratori 1G*.
2. Per Enel Distribuzione S.p.A. che aveva avviato l'installazione di misuratori 1G a partire dal 2001 è stata effettuata una specifica richiesta di dati.

Dati comunicati da Enel Distribuzione S.p.A.

Data	Punti di prelievo e punti di immissione e prelievo	Misuratori elettronici installati
31/12/2008	30.931.407	29.694.602
31/12/2009	31.127.588	30.096.733
31/12/2010	31.321.630	30.476.454
31/12/2011	31.417.377	30.770.107

Anno di installazione	Misuratori 1G a gennaio 2016
pre-2007	23.383.044
2007	1.062.348
2008	1.084.048
2009	923.707
2010	859.166
2011	932.067
2012	1.020.469
2013	860.529
2014	787.539
2015	772.748
2016	41.924
	31.727.589

Dati comunicati da ACEA Distribuzione S.p.A¹³

Data	Punti di prelievo e punti di immissione e prelievo	Misuratori elettronici installati
31/12/2008	1.585.504	1.139.315
31/12/2009	1.598.964	1.287.944
31/12/2010	1.606.032	1.453.291
31/12/2011	1.614.032	1.559.562

Dati comunicati da A2A Reti Elettriche S.p.A. (ex ASM Distribuzione)¹⁴

Data	Punti di prelievo e punti di immissione e prelievo	Misuratori elettronici installati
31/12/2008	228.750	221.890
31/12/2009	230.674	229.380
31/12/2010	232.088	231.499
31/12/2011	234.035	233.083

Dati complessivi per altre porzioni di rete servite dalle imprese distributrici con più di 100.000 punti di prelievo¹⁵

Data	Punti di prelievo e punti di immissione e prelievo	Misuratori elettronici installati
31/12/2008	2.498.511	962.912
31/12/2009	2.689.300	2.088.341
31/12/2010	2.694.609	2.487.468
31/12/2011	2.711.186	2.601.166

¹³ Dati resi disponibili nell'ambito delle comunicazioni effettuate ai sensi delle *Direttive misuratori IG*.

¹⁴ Dati resi disponibili nell'ambito delle comunicazioni effettuate ai sensi delle *Direttive misuratori IG*.

¹⁵ Dati resi disponibili nell'ambito delle comunicazioni effettuate ai sensi delle *Direttive misuratori IG*.

Appendice 2 – Costi per sistemi di smart metering in Europa

1. L'Appendice 2 presenta una sintesi (focalizzata sui costi) della relazione della Commissione Europea COM(2014) 356 sulle analisi costi-benefici per sistemi di *smart metering*.
2. La Commissione Europea ha pubblicato a giugno 2014 la propria “*Analisi comparativa dell'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti nell'UE-27 in particolare nel settore dell'elettricità*”,¹⁶ relazione COM(2014) 356, accompagnata da due *Commission Staff Working Document*.¹⁷
3. La relazione COM(2014) 356 indica “*un investimento di circa 45 miliardi di Euro per l'installazione entro il 2020 di quasi 200 milioni di contatori intelligenti per l'elettricità (che rappresentano circa il 72% dei consumatori europei) e 45 milioni di contatori per il gas (circa il 40% dei consumatori)*”.
4. I dati pubblicati nella relazione COM(2014) 356 indicano che un sistema di *smart metering* dell'energia elettrica potrebbe costare in media da 200 a 250 euro per consumatore. Il costo per punto di misurazione varia tra meno di 100 Euro/punto (94 in Italia, valore più basso a parte il dato indicato per Malta¹⁸) fino oltre 700 Euro/punto (in Germania e nella Repubblica Ceca, paesi nei quali l'analisi costi/benefici ha avuto esito negativo)¹⁹.
5. Secondo l'analisi della Commissione, non sembra esistere un collegamento diretto tra la serie delle funzionalità minime comuni considerata per i sistemi di *smart metering* da introdurre e il loro costo globale: in altri termini, la scelta di poche funzionalità minime non si traduce necessariamente in sistemi meno costosi. Infatti, la variazione del “costo per punto di misurazione” tra gli Stati membri indica che l'investimento complessivo dipende molto di più da altri parametri, tra cui:
 - condizioni di partenza;
 - costi del lavoro a livello locale;
 - configurazioni geografiche;
 - altre caratteristiche oltre alle funzionalità minime; e
 - scenari globali, tassi di attualizzazione e periodi di valutazione considerati nelle rispettive analisi costi-benefici.

¹⁶ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1403084595595&uri=COM:2014:356:FIN>

¹⁷ "Country fiches for electricity smart metering", SWD(2014)188.

"Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27", SWD(2014)189.

<http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>

¹⁸ Il dato di 77 euro/punto riportato per Malta si riferisce ai soli CAPEX.

¹⁹ Nella relazione sono riportate le analisi costi-benefici valutate positivamente provenienti da 16 Paesi che hanno già proceduto o procederanno all'introduzione su larga scala: Austria, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Polonia, Romania, Spagna, Svezia e Regno Unito (dato basato su dati Gran Bretagna pari a circa 98,5% dei punti nazionali).

6. La seguente tabella sintetizza le informazioni di costo riportate nella relazione COM(2014) 356 per i Paesi che hanno già proceduto o procederanno all'introduzione di *smart metering* su larga scala. La relazione indica alcuni limiti alla confrontabilità, quali:

- per alcuni paesi il costo è a consuntivo (anche se la relazione indica che non sempre l'*accounting* è completato)²⁰, per molti altri è a preventivo e, secondo la relazione, “*i dati potrebbero risultare significativamente differenti in un’analisi ex-post*”;
- Non sempre sono indicate tutte le componenti del costo: la stima dell’investimento è pari al solo CAPEX per Svezia e per Malta, mentre il dato relativo all’Austria è composto solo per il 26% dei costi di capitale (associati a misuratori, installazione, comunicazione e apparati di *Information Technology*);²¹
- il valore nazionale per l’Italia è ottenuto dall’extrapolazione dei dati Enel relativi a circa l’85% dei punti di misura;²²
- la durata del periodo di esercizio è variabile tra 8 e 25 anni nei vari paesi;
- il tasso di sconto è variabile tra 4,2% e 8,5% nei vari paesi.

Nazione	Punti di misura [migliaia]	Investimento (Capex+Opex) [Milioni Euro]	Roll-out atteso a fine 2020 [p.u.]	Investimento per punto [Euro]	Anno previsto di fine roll-out
Finlandia (1G 2013)	3300	692	1,00	209,7	n.a.
Italia (1G 2011)	36700	3400	0,99	93,6	n.a.
Svezia (1G 2009)	5200	1500	1,00	288,5	n.a.
Austria	5700	3195	0,95	590,0	2019
Danimarca	3280	310	1,00	94,5*	2020
Estonia	709	110	1,00	155,1	2017
Francia	35000	4500	0,95	135,3	2020
Grecia	7000	1733	0,80	309,5	2020
Lussemburgo	260	35	0,95	141,7	2018
Malta	260	20	1,00	76,9	2014
Polonia	16500	2200	0,80	166,7	2022
Romania	9000	712	0,80	98,9	2022
Spagna	27768	n.d.	1,00	n.d.	2018
Totale (escl. Spagna)	122909	18407		161,5	

Nota: non si riportano i dati di tre Paesi (Irlanda, Paesi Bassi e Regno Unito) che hanno scelto di effettuare il *roll-out* elettricità + gas per la limitata confrontabilità dei relativi dati.

(*) La relazione riporta anche l’indicazione di un costo di 225 Euro per punto in Danimarca, indicando che è fornita direttamente dallo Stato Membro.

²⁰ Pagina 37 dello SWD(2014) 189.

²¹ Per l’Italia è indicato che il 95% del CAPEX è associato alla produzione e installazione di misuratori intelligenti e concentratori. Il restante 5% di CAPEX corrisponde a costi di sviluppo dei sistemi informatici, ai costi di ricerca e sviluppo e altre spese (p. 50 dello SWD(2014) 189).

²² L’analisi del caso italiano è dettagliata alle pagine 61-64 dello SWD(2014) 188.

Figura 1 – Valori normalizzati di costo e di beneficio di *smart metering* per punto di misura – Stima della Commissione Europea basata su dati della CBA nazionali - Fonte: SWD(2014) 189

