

## PREMESSA.

Fa ovviamente piacere leggere che "la telegestione ha consentito benefici notevoli, come la significativa riduzione delle fatture in acconto, la possibilità di effettuare misure di chiusura del periodo contrattuale in caso di *switching* e l'introduzione di nuovi servizi come il "servizio minimo" assicurato per un certo periodo di tempo prima del distacco in caso di morosità". Aggiungerei la cessazione/attivazione "immediate" del servizio senza interventi in loco, la rilevazione delle curve di carico e il loro uso quando utile per la rilevazione della frode e per i flussi di energia a livello di trasformatore MT/BT, ecc. Senza dimenticare la rivoluzione organizzativa delle società di distribuzione e la minimizzazione del contenzioso con la clientela.

**Tutto ciò con "una tariffa complessiva di misura, nel 2015, per i clienti in bassa tensione tornata, in termini nominali, all'incirca al livello del 2004, facendo dunque segnare, tra il 2004 e il 2015, una riduzione, in termini reali, di circa il 20%."**

Il tema dei quindici anni non ha invece un fondamento tecnico/economico: i misuratori elettronici hanno vita on-off e quindi la vita tecnica è determinata dal guasto (in particolare la possibile perdita di funzionalità visiva del display che nessun costruttore garantiva a suo tempo per più di quindici anni). Circa l'aspetto economico, è più un fatto di ammortamento che altro. Non ritengo si possa parlare di obsolescenza, al momento, quando il paese più importante della UE non ha ancora fatto niente di serio in materia di telegestione. Peraltro, scelte operate a suo tempo da chi scrive hanno reso possibile lo sviluppo, senza particolari costi aggiuntivi, della generazione distribuita, essendo i misuratori di prima generazione in particolare di ENEL già in grado di rilevare l'energia nei quattro quadranti senza quindi bisogno di installazioni aggiuntive per eolico e fotovoltaico perché già bidirezionali.

Già oggi i misuratori di prima generazione registrano le curve di carico al quarto d'ora e quindi sono in grado di supportare l'aggregazione per fasce orarie programmabili come spesso richiesto dai venditori per personalizzare le forniture.

Più complesso è invece il tema dell'interoperabilità dei misuratori 2G con i dispositivi di messa a disposizione dei dati ai clienti poiché la disponibilità di protocolli di comunicazione *standard*, aperti e unificati, necessari per assicurare l'interoperabilità, presuppone un accordo tra le imprese distributrici e l'ambiente della vendita, è più in generale tra tutti gli stakeholders.

Aggiungo (tema squisitamente architettuale) che, anche se argomento al di fuori della responsabilità del regolatore, sarebbe interessante orientare lo sviluppo dei misuratori di seconda generazione separando (ciò ha ovviamente un delta-costi di sviluppo, ma indubbi vantaggi di modularità) la parte di misura (sia HW che applicativa) dalla parte di comunicazione in modo da personalizzare tipologie di misuratori secondo l'ambiente di installazione e le funzionalità. Lo stesso misuratore potrebbe quindi operare su rete elettrica in banda A (Distribution Line Carrier) o radio a 169 MHz wireless MBus o radio zig-bee ecc. a seconda dell'equipaggiamento di comunicazione e svolgere anche funzioni di concentrazione laddove non ci fosse un conflitto di responsabilità sulla tipologia di energia distribuita. Separare misura da comunicazione permetterebbe anche di evitare conflitti normativi e di allocare correttamente le responsabilità di omologazione. C'è stato recentemente un tentativo da parte di una delle repubbliche baltiche di inserire anche la comunicazione tra le funzionalità da certificare da parte di organismi metrologici. La richiesta è stata respinta, ma è comunque significativo che si sia verificata.

Veniamo ora a i commenti per spunti di consultazione.

## Spunti per la consultazione

### **S1. Si condividono gli obiettivi specifici indicati? Vi sono altri aspetti che andrebbero considerati come obiettivi dell'intervento?**

Non appare chiaro perché il sistema di smart metering “di prima generazione”, attualmente operante in Italia, soddisfa tutti i dieci requisiti funzionali minimi, con limitazioni solo per il requisito funzionale b. “aggiornamento dei dati di lettura ... con sufficiente frequenza per consentire di risparmiare energia grazie a tali informazioni”. Ci si vuol forse riferire alla frequenza delle letture da remoto finalizzate al ciclo di fatturazione? Di fatto, in qualunque momento il cliente può leggere sul display i suoi consumi per fasce aggiornati, unitamente ad altre informazioni che non starò qui a ripetere. Si può obiettare che la qualità del servizio non è omogenea tra aree servite da ACEA (dove è sistematico il ricorso alla fatturazione in acconto per problemi del sistema di telelettura) e dagli altri distributori, ma ciò non è imputabile ai misuratori quanto al sistema di comunicazione.

Ne consegue che uno degli obiettivi del rinnovamento dovrebbe necessariamente essere l'omogeneizzazione del servizio e delle funzioni. A titolo d'esempio, l'intervento della funzione di limitazione a fronte del superamento della potenza contrattuale è significativamente diverso tra mondo ACEA e mondo ENEL, con la clientela residenziale ACEA penalizzata rispetto a quella ENEL (requisito R\_12 della consultazione).

Ad oggi, essendo trascorsi quasi quindici anni dall'installazione del primo misuratore di prima generazione (luglio 2001 e avvio del progetto 11 ottobre 1999) si è ormai a ridosso dell'avvio dei processi di verifica e di progressiva sostituzione. Ma qui vale la pena di avanzare un'osservazione critica circa il decreto sulle verifiche e le funzionalità richieste ai misuratori di 2<sup>a</sup> generazione. Gli apparati elettronici hanno comportamenti on-off differentemente dagli elettromeccanici (che esibivano un degrado nel tempo sconosciuto agli elettronici). La verifica ogni quindici anni ha un costo analogo alla sostituzione del misuratore: sembra inevitabile concludere che ciò implichi un incentivo a sostituire e non verificare i misuratori. Ha senso obbligare ad un investimento nella quasi totalità dei casi prematuro? Non era più accorto farsi fornire dai distributori i dati statistici di guasto e poi decidere? Alla fine pagheranno proprio quelli che hanno “urlato” per ottenere verifiche inutili....

E poi, non è tardi per avviare le necessarie azioni di coordinamento tra stakeholders in modo da poter procedere secondo la programmazione temporale compatibile con la durata delle concessioni?

Ancora...Le funzionalità già implementate sui misuratori della prima generazione sono state compiutamente sfruttate? Non mi risulta che la disponibilità delle curve di carico sia stata pienamente utilizzata....E il supporto alla generazione distribuita (bidirezionalità del flusso di energia) ha già permesso dalla “nascita” il supporto compiuto all'autoproduzione.

### **S2. Si condivide l'analisi dei criteri di “future proof design” condotta in questo capitolo? Vi sono ulteriori criteri di progettazione da considerare?**

I criteri future proof hanno senso se sono circostanziati, altrimenti restano solo slogan senza reali conseguenze: anche in questo caso, una “conferenza” di coordinamento tra gli stake-holders è opportuna e urgente.

In relazione al **Criterio A** (Minimizzazione delle esigenze di riprogrammazione di sistema) è opportuno sottolineare come la struttura architeturale (concentratore/misuratori sottesi) con connessione DLC in **banda A** implica inevitabilmente tempi di aggiornamento del SW applicativo difficilmente compatibili con il desiderio emulativo di quanto oggi avviene con gli smartphone in merito all'aggiornamento del SW e allo scarico delle APP. **E' comunque possibile migliorare significativamente le prestazioni, operando sui concentratori.**

Nessun commento sul **Criterio B**.

Circa il **Criterio C**, appare critico il tema dell'uso della banda C poiché sorge immediato il problema di chi è responsabile della gestione della banda C stessa e del superamento delle potenziali collisioni tra servizi (pensiamo alle reti locali domestiche sviluppate in banda C), anche se il ricorso a protocolli CSMA/CD potrebbe risolvere il problema. Ma va deciso.

Nessun commento particolare sul **Criterio D** se non l'osservazione che il documento di consultazione non chiama mai in causa le associazioni dei costruttori, ma solo i distributori e ciò non è sufficiente.

Sul **Criterio E** (Intercambiabilità) credo faccia premio riferirsi a quanto operato in CIG sul tema dell'intercambiabilità dei misuratori per il gas, con la differenza sostanziale del diverso ruolo svolto nel gas dai vari distributori e quanto invece in essere in tema di elettricità. Nella distribuzione elettrica il distributore principale ha operato di propria iniziativa e sviluppato sistema ed apparati “dominanti” in termini di diffusione, fornendo i propri apparati anche a molte altre società di distribuzione, municipalizzate in particolare, con l'unica eccezione di ACEA, che ha proceduto autonomamente con un proprio progetto e sistema. Credo che ciò porrà comunque condizionamenti ai sistemi di seconda generazione. Concordo che per assicurare l'interoperabilità, sia necessario che il protocollo di comunicazione sul vettore fisico sia aperto e unico a livello nazionale. Di nuovo le imprese distributrici dovrebbero quindi concordare il protocollo fisico e logico per la banda C insieme a tutti gli stakeholders, protocollo da adottare a livello nazionale, specificando misuratori di seconda generazione in grado di dialogare con “oggetti” sviluppati per le applicazioni della clientela. Altra attività complessa da gestire per il coacervo di interessi non omogenei chiamati in causa.

Ovvianti condivido l'affermazione che l'intercambiabilità tra imprese distributrici comporta la selezione da adottare a livello nazionale tra le imprese distributrici operanti in Italia. Occorre però tener conto che

- i misuratori di prima generazione ENEL installati sono di due tipi diversi per quanto concerne la comunicazione misuratore-concentratore ed operano con criteri di interoperabilità a livello di concentratore (isole di telegestione), ma non di intercambiabilità generalizzata tra misuratori sottesi a concentratori diversi
- i misuratori ACEA non sono intercambiabili né interoperabili con i misuratori ENEL

e quindi in fase operativa dovranno essere prese in esame le compatibilità con estrema attenzione se non si vogliono provocare disservizi. In ogni caso si è di fronte ad un problema “politico”.

Aggiungo che il tema dell’interoperabilità/intercambiabilità è di per sé molto delicato e apre anche problemi di compatibilità con le logiche MID, poiché i requisiti tecnici dovrebbero essere comuni a tutti gli stati europei in relazione alla libertà di commercio e alle barriere relative artatamente create spesso per proteggere produttori nazionali (come ebbe a dirmi un importante funzionario del PTB: va bene la MID, ma poi inseriremo clausole nazionali!)

Sul **Criterio F** (disturbi elettromagnetici) Ritengo che affermare che data “la numerosità dei punti con flusso bidirezionale dell’energia, appare opportuno assumere, in occasione della progettazione dei misuratori 2G, tutte le misure di carattere hardware necessarie ad assicurare la massima immunità del sistema di comunicazione su linea elettrica dagli ambienti elettromagnetici perturbati” sia oggetto di critica da parte delle società di distribuzione, caricate di oneri economici impropri dovuti ad inadeguatezza degli impianti di autoproduzione. Non è un problema tecnico particolare, ma sicuramente lo è dal punto di vista economico.

Non posso perciò che registrare la cattiva abitudine italiana di costringere la vittima a riparare i danni provocati dal disturbatore.

Sul **Criterio G** (multicanalità), dotare il misuratore di una porta fisica (RJ45 o USB o altro) e di un piccolo alloggiamento sicuro in cui il cliente o una parte terza designata potrebbe riporre un dispositivo, inserito in tale porta fisica è proposta di dubbia praticabilità. Non credo che, a parte i costi di sviluppo e le funzionalità applicative rese disponibili sulla porta fisica (da concordare a livello di comitati tecnici CEI, CEI 13 in particolare, con tutti gli stakeholders), questa proposta possa essere accettata dalle società distributrici, confermate come responsabili del servizio di misura (articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014). La multicanalità della comunicazione tra misuratore e concentratore è tema importante e non è un particolare problema sviluppare e rendere disponibili sul mercato concentratori equipaggiati con una pluralità di moduli di comunicazione atti a supportare applicazioni diverse coerenti con il multiservizio (smart city). Ma il presupposto per il successo di soluzioni di questo tipo passa attraverso il raggiungimento di scelte e soluzioni comuni in comitati tecnici e il superamento di diffidenze e vincoli che oggi ci sono. A titolo di esempio, il principale distributore elettrico non ha reti di distribuzione gas e analogamente il principale distributore di gas non ha reti di distribuzione elettrica. Il problema è emerso in tutta chiarezza durante i lavori della task force CIG sull’intercambiabilità. Circa la logistica installativa dei concentratori il tema è aperto e complicato, non risolubile con il semplice volontarismo.

Circa il **criterio H** in tema di sicurezza informatica, non si può non concordare sui principi esposti, ma suscita perplessità il riferimento ad ENISA, il cui presidente prof. Udo Helmbrecht è stato in precedenza per sei anni presidente dell’Ufficio Federale Tedesco per la sicurezza informatica (BSI), Ufficio che ha strettamente collaborato alla redazione del rapporto 2013 Ernst & Young “Cost-Benefit Analysis for the Comprehensive use of Smart Metering” on Behalf of the Federal Ministry of Economics and Technology, rapporto finanziato dal governo tedesco con lo scopo di “affondare” la tematica di smart metering in Germania, non a caso paese che non ha intenzione di sviluppare soluzioni di smart metering (finché magari non avranno sviluppato norme DIN e la loro industria non si sia resa in grado di supportare la realizzazione di un sistema di smart metering). In breve è lecito il

sospetto che una discussione senza fine sulle tecniche di sicurezza informatica sia un diversivo tattico per rallentare l'implementazione del sistema. Massima attenzione.

Una domanda è comunque d'obbligo: si ha notizia di attacchi DOS o di alterazione dei dati della clientela riusciti nella storia della telegestione italiana?

Circa il **Criterio I** è importante sottolineare quanto riportato al punto 2.39 in merito alle potenzialità funzionali dei concentratori installati in cabina secondaria: una loro revisione funzionalmente potenziata potrebbe risolvere con modalità WEB l'accesso ai dati di consumo e alle curve di carico, portando a soluzione il problema informativo per clienti od operatori da loro delegati.

Circa il **Criterio J** (retrocompabilità) non si può non essere d'accordo sui principi espressi. Il quesito di fondo è piuttosto quello dell'effettiva necessità di intervenire con operazioni di sostituzione massiccia dei misuratori sul sistema attuale (sostituzione indotta anche dal problema delle verifiche) e non piuttosto sui concentratori anche in relazione alle considerazioni espresso sul criterio I. E' inconfutabile che l'unica limitazione significativa del sistema attuale è la modalità di messa a disposizione dei dati al cliente finale.

**S3. Si condividono le prime considerazioni sullo standard internazionale IEC 62056 (DLMS/COSEM) riportate nell'Appendice II?**

Il ricorso al DLMS/COSEM è auspicabile per garantirsi un contesto di internazionalità largamente condiviso e una potenziale apertura verso altre utilities (gas, acqua, ecc.). Ho chiaro il contesto gas, ma non mi è chiaro se iniziative di normazione analoghe siano state avviate per acqua, teleriscaldamento, rifiuti urbani, ecc.. Ovviamente è doveroso che si normi il DLMS anche in ambiti diversi da gas ed elettricità.

**S4. Vi sono altri processi rilevanti per la successiva analisi dei benefici?**

Si parla di frodi nel documento di consultazione solo con riferimento a potenziali accessi e manomissioni ai misuratori o attacchi informatici con violazione dei dati di fatturazione e della privacy. Non appare il riferimento alle potenzialità che un sistema di telegestione ha nel contrasto alle frodi, grazie ai misuratori associabili ai trasformatori per la misura dei flussi di energia e il rilievo delle curve di carico. L'esperienza già avviata da tempo in ENEL ha evidenziato l'efficacia del sistema di telegestione nell'individuazione delle frodi e nell'efficientamento delle verifiche, che per ovvii motivi di costo di esercizio sono numericamente contingentate.

Sembra al riguardo il caso di suggerire l'installazione dovunque sia sensato (cabine secondarie in muratura) di misuratori che registrino flussi e altre grandezze significative per fase.

Oltre a ciò, reputo interessante la possibilità dell'ottimizzazione del dimensionamento dei trasformatori stessi, in modo da evitare eccessivi immobilizzi di potenza inutilizzata o, per converso, deficienze di potenza che rallentino gli allacci o le richieste di aumento di potenza..

**S5. Si condivide l'analisi delle funzionalità innovative esaminate? Vi sono funzionalità, tra quelle proposte, che si ritengono non necessarie?**

**Funzionalità 1.** Il requisito di registrazione è già operativo sul misuratore; rendere generalizzata la disponibilità delle curve di carico nei quattro quadranti per tutti i misuratori a livello di raccolta dati centrale appare un requisito eccessivo, generatore di un traffico dati significativo e in buona parte inutilizzato. Sembra sensato rendere disponibile questa funzionalità solo per quei POD per cui venisse richiesto dal trader e, per evitare deviazionismi vessatori (i venditori sono sempre “affamati”), come servizio a pagamento. Per le esigenze di Terna e del dispacciamento appare più sensato l'estensione della misurazione ai flussi di energia dei trasformatori MT/BT.

In tutta la descrizione della funzionalità 1 e delle funzionalità successive resta indefinito come le informazioni di cui si prescrive la registrazione vengano raccolte e per quale finalità, ma soprattutto si stanno attribuendo al misuratore funzionalità di rete e non di misura, generando un potenziale conflitto di attribuzione dei costi di progetto e di esercizio. Circa poi la programmabilità delle fasce orarie (sostanzialmente finalizzata alla fatturazione), vedo di difficile praticabilità l'attribuzione al venditore se non a partire dalle curve di carico. Ma tutta la discussione appare viziata dalla mancanza di segmentazione della clientela: si crede davvero che la mitica signora Maria di Voghera abbia percezione del significato di tutto ciò? Ci si rende conto che la pressoché totalità della clientela residenziale necessita di chiarezza elementare sulle fasce orarie e sui prezzi dell'energia e che contratti personalizzati hanno senso sostanzialmente per la clientela altospendente?

Circa la **Funzionalità 4** un segnale di attenzione e di approfondimento (non credo siano cambiate le condizioni rispetto a qualche anno fa) va segnalato a proposito del load shedding: quando si comanda un'operazione di parzializzazione del carico a seguito di eventi bisogna avere una ragionevole probabilità di ripristino a seguito del superamento dell'evento scatenante e quindi si impatta sulla qualità e la “prontezza” del sistema di comunicazione. Il load shedding in BT via tele gestione è attività molto delicata e da esaminare profondamente in termini di vantaggi e svantaggi.

Circa la personalizzazione R-15 della **Funzionalità 5** appare necessario confinare le funzionalità di riprogrammazione delle fasce orarie e della presentazione di altre informazioni in apparati esterni al misuratore e con esso interagenti. Ciò ridimensiona ovviamente anche il tema sollevato sulla violazione della privacy. Circa il requisito R-16 (è una forma di prepagato), anche in questo caso appare naturale che la funzionalità sia esterna al misuratore.

In merito alle funzionalità associate al display (**Funzionalità 6**) la quantità e complessità delle funzionalità elencate escludono che il display del misuratore (sul cui obbligo permanenza prima o poi si aprirà una discussione profonda) possa essere usato visto che le dimensioni del display impongono modalità di scrolling. Sembra più correttamente ipotizzabile che l'apparato esterno fornito al cliente dal venditore sia accessibile via USB con laptop o radio tramite smartphone per fornire tramite APP al cliente le informazioni che il venditore ritiene di fornire. Non sembra praticabile pensare ad una interazione con il misuratore e il display installati in cantina/pozzo scale per informazioni complesse come quelle indicate in funzionalità 6.

In merito alla **Funzionalità 7**, si è già ipotizzato all'inizio del presente documento di progettare la generazione 2 con logiche di modularità di comunicazione. E' comunque opportuno evidenziare che il ricorso a tecniche radio introduce debolezze che la DLC non ha, essendo più facile inibire/disturbare la comunicazione sul wireless MBus a 169 MHz “calando” gabbie di Faraday sul misuratore.

In merito alla **Funzionalità 8**, lascio la parola ai distributori (non lo sono più da tempo) circa la tipologia e quantità dei dati da mettere a disposizione del cliente senza oneri (anche se il cliente non sarà in generale in condizione di capirci granché e quindi si sta imponendo al distributore di rendere disponibili gratuitamente al venditore/"delegato del cliente" dati che vanno al di là delle intenzioni del legislatore).

Trovo invece inapplicabile, come già evidenziato, la realizzazione di un'interfaccia fisica USB o RJ45 sui misuratori per interagire con apparati esterni forniti dal venditore.

In merito alla **Funzionalità 10**, se mi imponessero l'obbligo di scalare un 6° grado non sarei in grado di farlo. Intendo dire che imporre un requisito sul tasso di successo quando le caratteristiche prestazionali non sono che in parte dipendenti dalla tua volontà è inutilmente velleitario. Del resto chi abbia sperimentato il servizio di telegestione dell'ACEA (che fattura sistematicamente in acconto per deficienze di comunicazione del sistema anche su rete elettrica pur avendo inserito nel RAB i costi di investimento per la telegestione e che ha programmato l'intervento della limitazione di potenza a valori peggiori di quelli dei vecchi limitatori bimetallici) e quello dell'ENEL, ha potuto verificare le differenze. I requisiti proposti sono inapplicabili in un sistema ibrido che si basi sulla serializzazione tra radiomobile (di qualsivoglia operatore) e DLC. Quanto perciò proposto è inattuabile.

**S6. Vi sono altre funzionalità innovative che devono essere considerate dall'Autorità? Vi sono aspetti funzionali che possono essere resi più semplici o più efficaci rispetto a quanto proposto?**

La messa a disposizione del cliente delle informazioni di consumo (di cui già oggi è proprietario) è un vecchio problema la cui auspicata risoluzione rischia di complicare il sistema nel suo complesso. Una cosa è rendere disponibili a livello centrale via web p.es. i 96 campioni certificati delle curve di carico al quarto d'ora (o altre informazioni che il misuratore registra), altra cosa è rendere disponibili le stesse informazioni ad un apparato installato in una presa della rete utilizzatrice che interagisse (in banda C o via radio) con il misuratore. Nel primo caso il distributore dovrebbe farsi carico dello sviluppo di pesanti database con cui interagire via WEB attraverso opportune credenziali e sarebbe del tutto autonomo nella definizione delle funzionalità di comunicazione del misuratore, nel secondo tutto sarebbe a carico del venditore o del soggetto delegato dal cliente una volta che opportuni organismi tecnici di coordinamento e normazione avessero, recepite le esigenze degli stake-holders, definito vettori, protocolli, interfacce ed applicativi tramite i quali il misuratore e l'apparato del cliente interagirebbero. Appare evidente che la seconda ipotesi renderebbe indipendenti i soggetti coinvolti: definite le informazioni trasferibili e la pila protocollare, il distributore sarebbe svincolato dal dover rispondere della gestione dell'accesso ai database centralizzati. Resta poi da esplorare l'ipotesi di una rivisitazione delle funzionalità dei concentratori il cui ruolo potrebbe evolvere da pure strutture di concentrazione e conversione di protocollo a sorgenti informative per clienti o loro delegati.

**S7. Con riferimento ai requisiti funzionali individuati in maggior dettaglio nell'Appendice III, quali si ritiene che potrebbero risultare non opportuni in base a una successiva analisi costi/benefici sul perimetro delle funzionalità? Per quali motivi?**

**S8. Osservazioni in merito al processo di definizione del perimetro di funzionalità tramite analisi costi-benefici.**

Si è visto più volte quanto l'argomento sia di difficile gestione: spesso il risultato di queste analisi è stato orientato dalle intenzioni di chi ha pagato gli studi di fattibilità (vedi il mai abbastanza citato rapporto di Ernst&Young per il governo tedesco). Per non parlare di elettricità (potrei essere tacciato di essere tutt'oggi parte interessata), si potrebbero citare i due diversi rapporti commissionati a IEFE (da Federutility, Assogas e Federestrattiva) e a ICOM da ANIGAS sulla telegestione del gas, rapporti che portano a conclusioni difformi e difformi da quanto prodotto e pubblicato in Francia in relazione al progetto GrDF.

**S9. Osservazioni circa le possibili interazione con l'installazione di *smart meter* per altri servizi diversi dall'energia elettrica.**

Resto scettico circa la diffusione di sistemi multiservizi, poiché gli operatori più grandi del settore gas ed elettrico non sono al momento seriamente motivati a coprire servizi che non li riguardano direttamente. Considero questo contesto, da tempo consolidato, un serio ostacolo a tematiche di sviluppo multiservizio, cui sono invece interessate (anche per motivi di sopravvivenza o interessi locali) le municipalizzate. Peraltro, data la storica inerzia del MISE sui temi della misura e la conseguente mancanza di indirizzo non ci si deve sorprendere se il tema del multiservizio sia sempre rimasto trascurato. In altri paesi (UK), anche se non è stato combinato granché, il governo (DECC) si è mosso con tutt'altre intenzioni.

In Germania, per converso, il governo si è mosso per bloccare iniziative di massa per la diffusione degli smart meters (rapporto Ernst&Young)

**S10. Osservazioni circa le interazioni con i prossimi sviluppi del SII.**

**S11. Osservazioni in relazione alle specifiche disposizioni in materia di separazione del marchio.**



Ing. RS/rs  
Firenze, 21 settembre 2015