



# Smart Grid Executive Report

Applicazioni, tecnologie e prospettive  
di sviluppo delle Smart Grid in Italia

**Marzo 2012**

School of Management

POLITECNICO DI MILANO



DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE



[www.energystrategy.it](http://www.energystrategy.it)

# Introduzione

Il concetto di Smart Grid sottintende una molteplicità di interpretazioni in merito a che cosa si debba intendere per sistema elettrico “intelligente” e a quali siano le soluzioni e le tecnologie costitutive della "Smart Grid". Nonostante la mancanza di una visione condivisa su questi punti, c'è un'ampia convergenza tra ricercatori ed operatori del settore sul fatto che la transizione verso il paradigma Smart Grid sia ormai inevitabile.

Questo per effetto delle politiche energetiche a livello comunitario e nazionale, che stanno promuovendo con forza l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili e l'affermazione di un sistema di generazione distribuito. La Smart Grid rappresenta un elemento abilitante e al tempo stesso imprescindibile perché questi cambiamenti si realizzino.

In questo percorso di progressiva diffusione

del paradigma Smart Grid sono diversi gli attori a giocare un ruolo rilevante: il legislatore, innanzitutto - considerata la natura ancora fortemente regolata del sistema elettrico in Italia - e gli operatori industriali - che saranno chiamati ad identificare i modelli di *business* e le *partnership* per cogliere le opportunità che l'evoluzione normativa e lo sviluppo delle tecnologie abilitanti offrirà loro.

L'obiettivo della prima edizione dello Smart Grid Executive Report è quello di offrire a *policy maker* ed operatori industriali gli strumenti necessari per promuovere la evoluzione virtuosa del sistema elettrico italiano verso un modello “intelligente”.

Da un lato, la ricerca offre una mappatura completa delle funzionalità e delle soluzioni Smart e delle normative che ad oggi nel nostro Paese interessano l'adozione di questo

paradigma. Dall'altro, lo studio riporta i risultati di una serie di interviste con operatori del settore che hanno permesso di stimare il potenziale di mercato in Italia delle soluzioni "smart" (tra cui *smart inverter*, sistemi di ottimizzazione degli asset di generazione, sistemi di *storage*, *advanced metering infrastructure*, *home management system*), mappare il processo di adozione delle stesse ed i *driver* che ne influenzeranno la diffusione nei prossimi anni, con particolare riferimento anche all'impatto che la mobilità elettrica potrà avere sul sistema elettrico italiano.

Come sempre, la ricerca è stata resa possibile grazie al supporto delle imprese *partner*, cui va un particolare ringraziamento per l'interesse che ormai da anni mostrano verso le nostre attività. Un continuo confronto con loro e con numerosi altri operatori del settore è alla base delle analisi e delle interpretazioni che sono presentate in questo rapporto.

Se il ruolo delle imprese *partner* e la metodo-

logia di ricerca sono quelli che da sempre caratterizzano le attività dell'Energy & Strategy Group, è invece innovativo il formato di questo Smart Grid Executive Report, per la prima volta presentato con un *layout* più snello, di facile consultazione, ideato per essere uno strumento più immediato per chi lo intende utilizzare principalmente come strumento di lavoro ed un *format* per noi più flessibile per offrire un numero più ampio di Rapporti sui temi "caldi" dell'energia.

Un ultimo cenno alle attività dell'Energy & Strategy Group nel corso del 2012. Dopo lo Smart Grid Executive Report, verranno pubblicate la quarta edizione del Solar Energy Report e la seconda dell'Energy Efficiency Report, che si concentrerà sulle tecnologie di efficienza energetica negli usi e processi industriali. Si aprirà inoltre un nuovo filone di ricerca, con la pubblicazione del Wind Energy Report. Tutto ciò oltre ad uno studio sull'impatto che il nuovo sistema di incentivazione delle rinnovabili termiche ed elettriche, di

cui si attendono per le prossime settimane i decreti attuativi anticipati dal “Decreto Rinnovabili”, potrà avere sulle filiere delle rinnovabili in Italia, ed in particolare sul comparto

delle bioenergie. Informazioni più dettagliate sulle nostre attività correnti e future sono disponibili sul nostro sito [www.energystrategy.it](http://www.energystrategy.it), recentemente rinnovato.

**Umberto Bertelè**

*Presidente School of Management*



**Vittorio Chiesa**

*Direttore Energy & Strategy Group*





## Executive Summary

Lo Smart Grid Executive Report, alla sua prima edizione, inaugura un nuovo “filone” di ricerca per l’Energy&Strategy Group. Lo studio **affronta infatti il tema dell’evoluzione del sistema elettrico italiano verso il modello della “Smart Grid”**: da sistema caratterizzato da un flusso di energia elettrica monodirezionale, che si muove dai punti in cui essa viene generata a quelli in cui è consumata, a sistema in cui si realizza un flusso bidirezionale di energia elettrica e di informazioni, gestito in ottica intelligente e capace per questo di abilitare nuove funzionalità nelle fasi di generazione, trasmissione, distribuzione ed utilizzo del vettore energetico. Tutto questo con benefici evidenti in termini di efficienza, efficacia, sicurezza e indipendenza del sistema elettrico stesso.

Nonostante si affronti un tema di natura più trasversale rispetto a quanto normalmente gli

studi dell’Energy&Strategy Group abbiano fatto fino ad oggi, l’obiettivo rimane il medesimo, ossia quello di **offrire agli stakeholder del sistema elettrico**, siano essi *policy maker*, operatori industriali o utilizzatori di energia, **modelli e strumenti che li possano aiutare a comprendere, valutare e quindi promuovere l’evoluzione verso il modello della “Smart Grid”** cui si è fatto cenno in precedenza.

Lo Smart Grid Executive Report sperimenta anche, per la prima volta, un **nuovo formato per le ricerche dell’Energy&Strategy Group**. I risultati delle analisi e delle interviste condotte sono infatti presentati in forma sintetica, attraverso il supporto di grafici e tabelle, che illustrano in modo immediato i principali elementi messi in luce dall’indagine. Un formato snello, di più immediato utilizzo e facile lettura, che si propone di essere, più che un resoconto completo di tutte le analisi condot-

te, un supporto alla discussione ed al dibattito che verrà animato durante il convegno di presentazione. Si è scelto questo formato per lo studio sul paradigma della “Smart Grid” considerata la grande novità ed il carattere embrionale del tema, su cui ad oggi sono state spese molte parole, sia da parte di operatori del mondo dell’impresa sia da parte di ricercatori, ma in cui esiste ancora un grande bisogno di chiarezza in merito a quali siano le funzionalità “smart” del sistema elettrico, quali le soluzioni e le tecnologie che le abilitano ed, infine, quali gli scenari di diffusione ed adozione di queste ultime. Lo Smart Grid Executive Report apre quindi un filone di ricerca per l’Energy&Strategy Group, che verosimilmente darà vita ad approfondimenti e studi su tematiche più circoscritte nei prossimi anni.

Nonostante il formato sia innovativo, la metodologia con cui la ricerca è stata condotta rimane quella abituale. Essa si basa infatti su **oltre 40 interviste dirette condotte con i**

**principali operatori del “sistema” elettrico, 7 “famiglie” di soluzioni tecnologiche analizzate, un totale di circa 17 scenari di mercato sviluppati e quantificati e più di 150 studi e pubblicazioni scientifiche** utilizzati come punto di partenza per l’analisi empirica.

Il rapporto è articolato in cinque sezioni. La prima, dopo aver individuato le principali ragioni che spiegano il forte interesse dell’opinione pubblica, degli operatori e del legislatore verso il tema “Smart Grid”, sia a livello europeo che nazionale, illustra una classificazione delle principali funzionalità del sistema elettrico “intelligente”, cui sono associate le più importanti soluzioni tecnologiche abilitanti. La seconda sezione offre invece un quadro sintetico delle principali norme e leggi in vigore in Italia che interessano a vario titolo il paradigma della “Smart Grid”, valutando l’impatto che esse possano avere sull’evoluzione del sistema elettrico e le criticità che le contraddistinguono. La terza parte dello studio approfondisce invece l’architettura ed il

quadro dell'offerta per ciascuna soluzione tecnologica che abilita il paradigma della "Smart Grid", mentre la quarta sezione, vero "cuore" dello studio, analizza il potenziale di mercato e gli scenari di sviluppo che caratterizzeranno la diffusione delle soluzioni "smart", da qui al 2020. La quinta parte, infine, si concentra sulla mobilità elettrica, con l'intenzione di offrire una originale analisi degli "effetti indotti" che la diffusione dei veicoli elettrici potrà avere sulla penetrazione di mercato delle soluzioni tecnologiche "smart".

### Un crescente interesse verso il tema della "Smart Grid"

L'imponente crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, fortemente voluta dall'Unione Europea attraverso l'approvazione del Pacchetto Clima-Energia, noto anche come "Pacchetto 20-20-20" e, di riflesso, generosamente promossa ed incentivata in Italia, sta avendo delle importanti conseguenze e sta comportando problemi di non

semplice risoluzione per il sistema elettrico del nostro paese.

**La produzione da fonti rinnovabili** rappresenta sicuramente una modalità virtuosa per affrancarsi dalla dipendenza energetica dall'estero, che raggiunge l'85% in termini di fabbisogno di energia primaria (contro una media europea di poco superiore al 50%). Tuttavia, essa **ha una natura di non prevedibilità** (specialmente per quanto riguarda le tecnologie del fotovoltaico e dell'eolico, le più diffuse in Italia) che causa, come è facile intuire, **squilibri e complessità gestionali per un sistema elettrico** che è stato progettato e realizzato coerentemente con le caratteristiche ed i requisiti di un modello di generazione centralizzata. Per risolvere queste complessità, diventa fondamentale che si realizzi **un'evoluzione del sistema elettrico** in grado di consentire l'integrazione delle azioni di tutti gli utenti connessi alla rete, al fine di permettere la fruizione dell'energia elettrica in modo efficiente, sostenibile e sicuro. Si tratta di un problema che colpisce l'Italia in modo



particolare per effetto della forte dipendenza energetica che contraddistingue il nostro Paese e per le caratteristiche del nostro sistema elettrico, ma che interessa anche tutti i Paesi, europei e non, in cui le fonti rinnovabili stanno progressivamente diffondendosi.

Questo percorso verso il raggiungimento del paradigma della “Smart Grid” richiede che le diverse fasi del sistema elettrico si dotino di funzionalità “intelligenti”:

- Per quanto riguarda la fase di generazione, è necessario **ottimizzare l'esercizio delle diverse fonti di generazione**, in base alle **condizioni della rete** ed alle **caratteristiche dei consumi** (funzionalità di *smart generation*);
- Per quanto riguarda le fasi di trasmissione e distribuzione, occorre garantire **l'affidabilità, la qualità e la sicurezza delle reti, mediante l'implementazione di meccanismi di azione-reazione** che coinvolgano sia la generazione che il consumo (funzionalità di *smart network*);
- Per quanto riguarda invece la fase di consumo ed utilizzo dell'energia elettrica, è neces-

**sario che il consumatore finale assuma un ruolo attivo nel sistema, attraverso forme di monitoraggio e interazione con gli altri attori** del sistema elettrico (funzionalità di *smart metering & active demand*).

L'insieme di queste funzionalità, abilitate dall'adozione di opportune soluzioni tecnologiche “smart”, rende “intelligente” il sistema elettrico e può quindi assicurare la diffusione della produzione da fonti rinnovabili su ampia scala, senza tuttavia compromettere la corretta funzionalità e la stabilità del sistema elettrico stesso.

### Il quadro normativo in Italia

Come è noto, **il sistema elettrico italiano è stato parzialmente liberalizzato**, per quanto riguarda le attività di produzione e vendita dell'energia, a partire dal 1999, con l'approvazione del cosiddetto “Decreto Bersani” (D.lgs. 79/99). Tuttavia l'evoluzione del sistema elettrico è ancora oggi influenzata in maniera fondamentale dall'attività del soggetto regolatore

– l’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) – specialmente per le fasi non soggette a liberalizzazione, ossia la trasmissione e la distribuzione. Questo non toglie che, **anche per le attività di produzione e vendita di energia, esistano oggi delle leggi in grado di influenzare il percorso verso una maggiore “intelligenza” del nostro sistema elettrico.**

L’AEEG riveste pertanto uno dei ruoli principali nella transizione verso la “Smart Grid”. La sua attività è tuttavia ispirata dalle linee guida definite a livello europeo, in particolar modo dal consesso dei regolatori europei (EREGG – *European Regulators’ Group for Electricity and Gas*, sostituito a partire dal Luglio 2011 dall’ACER – *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*). L’analisi di queste linee guida emanate nel 2010 nel *Position Paper on Smart Grid*, per quanto riguarda nello specifico il loro impatto sul tema “Smart Grid”, mette in luce tre capisaldi che dovrebbero rappresentare il punto di riferimento cui si ispirano i diversi regolatori nazionali.

Innanzitutto esse stabiliscono **la necessità di definire una regolazione focalizzata sulla valutazione delle performance** attraverso indicatori quantitativi. In secondo luogo, sanciscono **l’esigenza di esplicitare gli obiettivi che ciascun attore del sistema elettrico deve perseguire**, attraverso la definizione di obblighi ed incentivi. Infine, **stabiliscono il bisogno di promuovere la presa di coscienza da parte del consumatore finale**, stimolandolo ad assumere un ruolo “attivo” all’interno del sistema elettrico.

**Rispetto al recepimento di questi tre capisaldi, l’AEEG pare all’avanguardia a livello internazionale**, nonostante dall’analisi condotta emergano una serie di criticità non trascurabili nel quadro che essa ha definito a livello italiano. L’elemento principale riguarda **l’assenza di indicatori quantitativi attraverso i quali si valutino le prestazioni delle fasi di generazione e consumo dell’energia elettrica**, al fine di aumentare la consapevolezza di questi soggetti rispetto agli impatti deter-

minati dal loro comportamento sull'esercizio della rete. Nonostante queste attività siano state liberalizzate e non siano soggette a regolazione, gli operatori intervistati concordano che sarebbe molto opportuno "responsabilizzare" produttori ed utilizzatori, rendendoli consapevoli del loro impatto sull'esercizio della rete, come avviene a partire dal 2007 per le fasi di trasmissione e distribuzione, sottoposte ad un regime di incentivi/penalità basato su misure quantitative della qualità del servizio (ARG/elt 333/07 e s.m.i., ARG/elt 341/07 e s.m.i.).

Analizzando invece gli obblighi ed incentivi all'adozione delle diverse soluzioni "smart" definiti dall'AEEG, emerge nuovamente uno **"sbilanciamento" dei provvedimenti verso le fasi di trasmissione e distribuzione**, rispetto a quelle di generazione ed utilizzo, nonché la presenza di provvedimenti che favoriscono l'adozione di alcune specifiche soluzioni, come ad esempio lo *smart meter* (ARG/elt 292/06), senza tuttavia la necessaria "visione d'insieme" e consapevolezza delle re-

lazioni che influenzano l'adozione delle diverse soluzioni "intelligenti".

Alcuni passi avanti verso la comprensione delle dinamiche di sistema che sottintendono la diffusione delle soluzioni "smart" sono stati fatti con la Delibera ARG/elt 39/10. **Essa introduce degli incentivi nella forma di una extra-remunerazione del capitale investito in progetti pilota** che prevedano l'integrazione di soluzioni "smart". Il meccanismo dell'extra-remunerazione è considerato non particolarmente "virtuoso", ed esso è attualmente oggetto di revisione da parte dell'AEEG (DCO 34/11 Appendice A), che ha condensato l'esperienza raccolta mediante i progetti pilota, di cui si prevede una seconda tranche entro i prossimi anni, in una **prima bozza di schema di incentivazione "output-based", ossia basato sull'effettivo miglioramento delle prestazioni** che l'investimento permette di conseguire.

Va infine detto che **il soggetto regolatore ha mostrato sensibilità verso la necessità di un maggiore coinvolgimento dei consuma-**

**tori finali.** L'introduzione della tariffa bioraria (ARG/elt 22/10) si pone come obiettivo quello di incentivare il consumatore ad un utilizzo più responsabile dell'energia, nella consapevolezza che la sensibilizzazione del cliente rappresenta una necessità per conseguire un'evoluzione virtuosa del sistema elettrico. Ciò detto, **l'analisi mostra l'esigenza di intraprendere azioni maggiormente incisive**, come l'introduzione di tariffe multiorarie o la promozione dell'adozione di *device* "smart", che stimolino il consumatore a divenire, a tutti gli effetti, un soggetto attivo all'interno del sistema elettrico.

### Le soluzioni tecnologiche abilitanti

Dopo aver discusso il tema del quadro normativo in essere, il rapporto analizza l'architettura e il quadro dell'offerta per le diverse soluzioni tecnologiche che abilitano le funzionalità del sistema elettrico "smart", quelle che in precedenza sono state indicate come *smart generation, smart network, smart metering &*

*active demand.*

Per ogni soluzione abilitante, tra cui ad esempio *smart inverter*, sistemi di controllo automazione e sensoristica, *Advanced Metering Infrastructure, Home Management System* e sistemi di *storage*, **sono innanzitutto identificati e descritti gli elementi costitutivi e l'architettura con cui essa viene implementata**, così da evidenziare le relazioni che legano ciascuna soluzione. Viene inoltre descritta la configurazione dell'offerta per comprendere, da un lato, qual è il grado di maturità e disponibilità commerciale della soluzione, dall'altro, le ragioni di fondo che ne determinano la diffusione attuale e futura.

L'analisi condotta rileva innanzitutto l'esistenza di **forti interazioni tra l'adozione e l'uso di diverse soluzioni «smart»**, che suggeriscono l'importanza di un approccio sistemico al problema della transizione verso un modello intelligente di sistema elettrico. In alcuni casi l'adozione di una soluzione richiede la contemporanea disponibilità di un'altra, legate

quindi da una **relazione di complementarietà**. In altri casi, invece, esiste un **rapporto di sostituzione**, per cui la diffusione di una soluzione «smart» riduce il potenziale di diffusione di un'altra tecnologia.

Di conseguenza, misure finalizzate a promuovere la diffusione della “Smart Grid” **dovrebbero considerare la dimensione «sistemica» del problema**, ed essere finalizzate ad incentivare la sperimentazione di integrazioni di soluzioni esistenti (ad esempio nell'ambito dei progetti pilota), piuttosto che l'adozione di soluzioni singole.

Si nota inoltre come **la maggior parte delle tecnologie** alla base delle soluzioni «smart» **siano commercialmente disponibili e mature, anche se non standardizzate**. Questo comporta la necessità di una forte personalizzazione sulle esigenze del cliente e quindi **un'elevata incertezza sui tempi e costi di fornitura**, oltre che sull'integrabilità delle diverse soluzioni. Gli operatori attivi nella fornitura di soluzioni

«smart» si possono dividere in: (i) **grandi player che operano nei comparti dell'ingegneria, della meccanica e dell'automazione** che, facendo leva sull'ampia base di competenze di cui dispongono, sono in prima fila nel fornire di sistemi di ottimizzazione degli *asset*, sistemi di controllo automazione e sensoristica e DRMS. Essi dimostrano una notevole “dinamicità”, in termini di **acquisizioni e partnership strategiche**, che stanno perseguendo nel tentativo di ampliare le *core competence* storicamente a portafoglio per configurare un'offerta il più possibile completa e non farsi cogliere impreparati dall'emergere del paradigma “smart”; (ii) **player specialistici** con una forte base di competenze in ambiti disciplinari particolarmente interessati dalla diffusione delle soluzioni «smart», tra cui ad esempio *smart inverter*, *Home Management System* ed *Advanced Metering Infrastructure*.

### Il potenziale di mercato in Italia

Per ciascuna delle soluzioni tecnologiche che

abilitano la transizione del sistema elettrico verso la “Smart Grid”, in questa sezione del rapporto viene fornita una **stima del potenziale di diffusione al 2020**. La valutazione del potenziale è stata condotta per scenari, a ciascuno dei quali corrisponde una particolare combinazione di fattori che influenzano il grado di diffusione delle soluzioni intelligenti in Italia. I fattori identificati, da cui dipende il potenziale di diffusione delle soluzioni “smart”, fanno riferimento ad **aspetti normativi, allo stadio di sviluppo della tecnologia, oltre che al modello di business degli attori coinvolti nel processo d’adozione**.

L’analisi per scenari mostra innanzitutto come **l’evoluzione dell’assetto regolatorio giochi, coerentemente con quanto discusso in precedenza, un ruolo molto importante nel determinare la diffusione di diverse soluzioni abilitanti**, come ad esempio accade con i sistemi di ottimizzazione degli *asset*, la cui adozione per le *utility* di produzione potrebbe divenire economicamente conveniente

solo a seguito dell’introduzione di “oneri di sbilanciamento” a carico della produzione da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

**In altri casi, invece, il principale driver** che influenza il potenziale di diffusione di una soluzione “smart” è rappresentato dal grado con cui altre soluzioni abilitanti **sono adottate**, dato che la complementarità tra di esse e gli effetti sinergici che le legano sono particolarmente importanti. È questo ad esempio il caso del *Demand Response Management System*, la cui diffusione è correlata alla presenza delle altre soluzioni “smart”, da cui attinge le informazioni necessarie ad assolvere alle proprie funzionalità, ossia *smart inverter, Advanced Metering Infrastructure, Transmission e Distribution Layer System*.

Nonostante alcune soluzioni siano in parte sostitutive l’una dell’altra (ad esempio i *Transmission Layer System* ed i sistemi di *storage*), la nostra analisi ci porta a stimare

**un potenziale di mercato enorme, da oggi al 2020 e per il complesso delle soluzioni abilitanti considerate nel nostro studio, compreso tra i 15 ed i 60 Mld €, in funzione degli scenari che si verificheranno. Com'è ragionevole attendersi, la parte più consistente di questo potenziale di mercato riguarda le soluzioni destinate alla fase di distribuzione, per un totale compreso tra i 9 ed i 15 Mld €. Questo in quanto la fase di distribuzione è quella maggiormente interessata dalla diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, ed inoltre mostra ad oggi un grado di "intelligenza" notevolmente inferiore rispetto a quello della fase di trasmissione, che da questo punto di vista costituisce un modello a livello europeo e mondiale.**

Oltre al giro d'affari potenziale per le soluzioni "smart" considerate nel nostro Rapporto, **per ogni scenario si forniscono anche delle misure di diffusione non monetarie**, che permettono di stimare nel dettaglio gli spazi di mercato che gli operatori del settore posso-

no aspettarsi di avere.

Questo tipo di analisi mette nelle mani di operatori e *stakeholder* del settore elettrico uno **strumento molto utile per valutare come, al variare delle condizioni di contesto** (tra cui, in particolare, il quadro regolatorio e normativo), **possa mutare il grado di diffusione atteso e quindi il potenziale di mercato delle principali soluzioni che abilitano l'affermarsi del paradigma "Smart Grid" in Italia.**

Un'ultima fondamentale analisi che è stata condotta **affianca il valore monetario del mercato potenziale delle soluzioni "smart"** (che rappresenta, concettualmente, una stima dei possibili investimenti in gioco) **ai benefici che la loro diffusione attesa, in funzione degli scenari che si verificheranno, porterà al sistema elettrico italiano**, in termini di riduzione potenziale del costo per il sistema elettrico derivante dal fatto di non essere "intelligente". L'analisi condotta mette in evidenza come gli investimenti necessari per l'evol-

luzione del sistema elettrico verso la "Smart Grid", seppur estremamente ingenti, risultano inevitabili se si vuole porre rimedio alle inefficienze dell'attuale sistema elettrico, che hanno un impatto stimabile nell'ordine dei 5 Mld € da qui al 2020 con riferimento alle sole voci di costo direttamente connesse alle inefficienze del sistema elettrico nel suo stato attuale, senza considerare le altre voci di costo su cui ha un impatto l'adozione di soluzioni "smart".

### La mobilità elettrica

L'ultima sezione del rapporto approfondisce il problema della mobilità elettrica. Esso non viene affrontato a 360°, considerato che parecchio è stato detto e scritto su questo tema, ma con lo specifico obiettivo di **valutare le ricadute sul sistema elettrico italiano derivanti dalla diffusione delle vetture elettriche**. Per quanto riguarda le stime di diffusione dei veicoli elettrici negli anni futuri in Italia, lo studio si basa, integrandole, sulle simulazioni fatte dai principali esperti di settore e società

di consulenza.

Partendo da queste analisi, emerge innanzitutto come **al 2020 il consumo elettrico addizionale, imputabile ai veicoli elettrici, sarebbe pari a quasi 8 TWh** (considerando lo scenario di diffusione più ottimistico), determinando un incremento del fabbisogno di circa il 2,5% rispetto al fabbisogno elettrico nazionale al 2010. **Sarebbero inoltre necessarie circa 3 milioni di colonnine di ricarica** (tra pubbliche e private), **cui corrisponde un investimento complessivo nell'ordine dei 2-3 Mld €**.

Per quanto riguarda invece gli effetti indotti sull'adozione delle soluzioni "smart" derivanti dalla diffusione della mobilità elettrica, emerge come **l'incremento dei punti di prelievo e dell'imprevedibilità di tali carichi renda decisamente più necessaria l'adozione di alcune soluzioni "smart"**, quali *Transmission e Distribution Layer System, Demand Response Management System* e sistemi di *storage*.



La nostra speranza, con la pubblicazione del presente rapporto, è quella di aver contribuito a **promuovere la comprensione delle prospettive di sviluppo futuro delle soluzioni che abilitano la transizione del sistema elettrico verso un paradigma “smart”**. In particolare, gli scenari che sono stati sviluppati e da cui dipende il potenziale di mercato al 2020 delle soluzioni “smart” rappresentano un modello interpretativo che consente di mappare

le principali variabili dalla cui evoluzione dipenderà in maniera sostanziale il futuro della “Smart Grid” in Italia. Oltre ai volumi d'affari associati ai vari scenari, la quantificazione dei benefici derivanti dalla transizione verso il paradigma “Smart Grid” possono essere di particolare utilità per supportare scelte di allocazione di investimenti pubblici e privati verso quelle soluzioni che assicurano un maggior beneficio per il sistema elettrico italiano.

**Davide Chiaroni**

*Responsabile della Ricerca*



**Federico Frattini**

*Responsabile della Ricerca*



**Simone Franzò**

*Project Manager*





# Smart Grid Executive Report

Quanto è intelligente il “sistema” elettrico italiano?  
Applicazioni, tecnologie e prospettive  
di sviluppo della Smart Grid in Italia

Giovedì 8 Marzo 2012  
Energy & Strategy Group

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE  
MIP

Main Partner



Partner



## Gli obiettivi della ricerca



- » **Definire il concetto di «Smart» Grid in ottica di «sistema» elettrico** e fornire una **mappa completa delle soluzioni tecnologiche** disponibili che ne costituiscono gli elementi abilitanti
- » **Analizzare il quadro normativo italiano di riferimento**, individuandone i principali limiti e criticità
- » **Stimare il potenziale atteso** di diffusione delle diverse soluzioni tecnologiche abilitanti **e valutarne le ricadute economiche sul «sistema» elettrico italiano**
- » **Valutare il potenziale e le ricadute sul «sistema» elettrico italiano delle soluzioni di e-mobility** (auto elettrica ed ibrida)

**La ricerca** – come è tipico dell'approccio dell'Energy&Strategy Group – **ha una forte connotazione empirica**

- » **oltre 40 interviste dirette** ai principali operatori del "sistema" elettrico
- » **7 «famiglie» di soluzioni tecnologiche analizzate**
- » **17 scenari di mercato realizzati**
- » **più di 150 studi e pubblicazioni scientifiche** utilizzati come punto di partenza per l'analisi empirica

- 1. La Smart Grid: definizione, funzionalità e soluzioni abilitanti**
- 2. La normativa italiana: situazione attuale e criticità**
- 3. Le soluzioni «smart»: architettura e quadro dell'offerta**
- 4. Il mercato italiano: *driver*, scenari e stima del potenziale**
- 5. L' *E-mobility*<sup>[\*]</sup>: implicazioni ed opportunità per il «sistema» elettrico**

[\*] Per ragioni di coerenza nella trattazione, nei paragrafi precedenti viene volutamente ignorato l'impatto della *e-mobility*





# La Smart Grid

Definizione, funzionalità e soluzioni abilitanti

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE  
MIP

Main Partner



Partner



# La definizione di Smart Grid



In questo Rapporto il termine **«Smart Grid»** fa riferimento ad un **sistema elettrico «integrato»** **ove le azioni di tutti gli utenti connessi alla rete sono fra di loro coordinate al fine di permettere una fruizione efficiente, sostenibile e sicura dell'energia elettrica.**

In altre parole significa passare **dal «tradizionale» sistema «mono-direzionale» ...**



**... ad un «nuovo» sistema «bi-direzionale» e ad «obiettivi condivisi»**



## La Smart Grid: una scelta o una necessità?



- » Cresce – anche in conseguenza di politiche sovranazionali (Pacchetto Clima-Energia «20-20-20») - il **«peso» delle fonti di energia rinnovabili**, soprattutto di quelle **non programmabili (fotovoltaico ed eolico)** e si riduce conseguentemente l'affidabilità della rete.



- » **Diventa sempre più «rischiosa» la dipendenza energetica dall'estero: nel 2009 l'Italia ha importato energia primaria per l'85% del suo fabbisogno** contro una media UE intorno al 53% [fonte: IEA].
- » Nel 2010 **il 13% dell'energia elettrica impiegata in Italia è stata importata dall'estero** [fonte: GSE].
- » Vi è una forte spinta a **razionalizzare l'impiego dell'energia e non solo la sua produzione** (sempre a fronte del recepimento del Pacchetto Clima-Energia).



## Le funzionalità «smart» e le soluzioni abilitanti



La «Smart Grid» è tale solo se sono «smart» le sue funzionalità primarie:

- » «smart» **generation**
- » «smart» **network**
- » «smart» **metering & active demand**

La **mappa delle soluzioni tecnologiche che le abilitano** è riportata di seguito, con l'indicazione del contributo principale alla «intelligenza» del sistema.

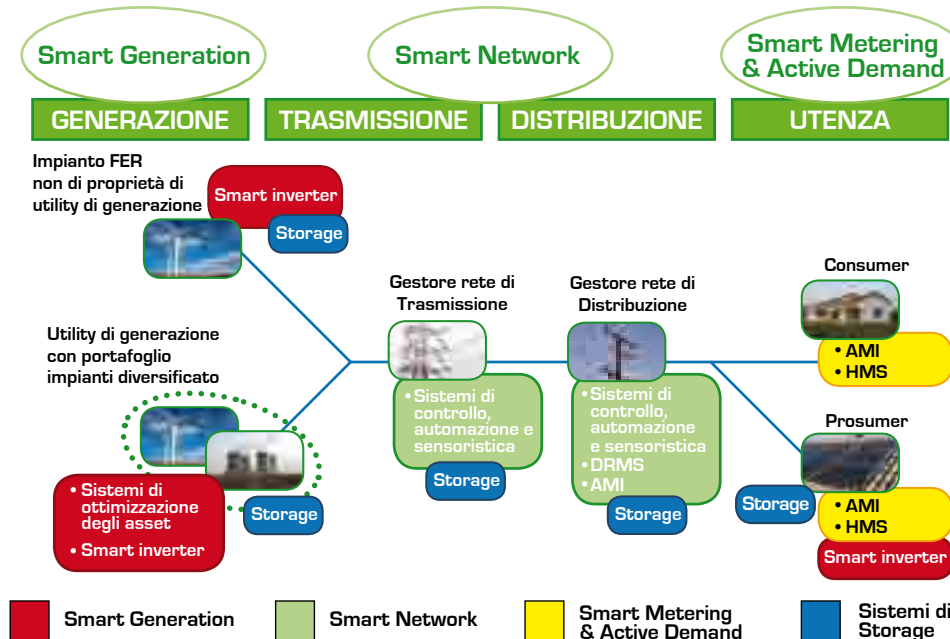
FUNZIONALITÀ	SOTTO-FUNZIONALITÀ	SOLUZIONE
<b>SMART GENERATION</b>	Comunicazione bidirezionale impianto di produzione - sistema elettrico	Smart inverter
	Automazione degli interventi di manutenzione sugli impianti di produzione	
	Gestione aggregata/ dis-aggregata degli impianti di produzione	Sistemi di ottimizzazione degli asset
	Stabilizzazione della produzione da impianti (soprattutto da fonti rinnovabili)	Sistemi di storage

# Le funzionalità «smart» e le soluzioni abilitanti



FUNZIONALITÀ	SOTTO-FUNZIONALITÀ	SOLUZIONE
<b>SMART NETWORK</b>	Automazione della raccolta, elaborazione e memorizzazione dei dati sullo stato della rete	Sistemi di controllo, automazione e sensoristica
	Ottimizzazione dei carichi della rete	Demand Response Management System (DRMS)
	Automazione della raccolta, elaborazione e memorizzazione dei dati sullo stato dei punti di prelievo	Advanced Metering Infrastructure (AMI)
	Stabilizzazione della produzione da impianti (soprattutto da fonti rinnovabili)	Sistemi di storage
FUNZIONALITÀ	SOTTO-FUNZIONALITÀ	SOLUZIONE
<b>SMART METERING &amp; ACTIVE DEMAND</b>	Automazione della lettura del profilo di consumo	Advanced Metering Infrastructure (AMI)
	Comunicazione bidirezionale con la rete di distribuzione	
	Controllo automatizzato dei punti di consumo	Home Management System (HMS)
	Stabilizzazione della interazione degli impianti da fonti rinnovabili presso l'utenza [scambio sul posto]	Sistemi di storage

# La mappa della Smart Grid





# La normativa italiana

## Situazione attuale e criticità

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE  
MIP

Main Partner



Partner



# La normativa a livello europeo: L'EREGG



**L'EREGG** – *European Regulators' Group for Electricity and Gas*, ovvero l'ente sovranazionale con sede a Bruxelles che raggruppa dal 2003 i regolatori nazionali del mercato elettrico e che **è a livello europeo il punto di riferimento per la normativa sulla Smart Grid** (sostituito dall'**ACER** - *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, a partire dal Luglio 2011), ha individuato nel «*Position Paper on Smart Grid*» del 2010 le **principali linee guida** per l'evoluzione del sistema elettrico.

### **I punti oggetto di «indirizzo» da parte dell'EREGG sono:**

- » Definizione di **output prestazionali**, ovvero parametri tecnici che «traducano» in modo quantitativo le funzionalità «smart» **per ciascuna fase (generazione, trasmissione, distribuzione, utenza) del sistema elettrico.**
- » Definizione di **obblighi ed incentivi per la diffusione delle soluzioni tecnologiche abilitanti la Smart Grid.**
- » **Coinvolgimento dei consumatori finali**, ovvero la promozione del cambiamento delle attitudini dell'utente finale verso una posizione «attiva» all'interno del sistema elettrico.

Per l'analisi dell'**attuale impianto normativo italiano, definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG)**, si è scelto di seguire la tripartizione vista sopra. In particolare, per ciascuno degli aspetti oggetto di attenzione da parte del regolatore italiano **si è chiesto agli operatori intervistati un parere circa l'efficacia con cui è stato affrontato e quali i principali limiti da rimuovere.**

# Definizione degli output prestazionali: principi base e provvedimenti AEEG



**[Principio ispiratore ERGEG - recommend R2]** *L'evoluzione del sistema elettrico necessita di una **regolazione focalizzata sulla valutazione delle performance** delle attività dei soggetti regolati, mediante la **definizione di indicatori prestazionali**.*

Tali indicatori devono essere alla base della promozione (tramite obblighi ed incentivi) delle soluzioni «smart», delle funzionalità che esse andranno a soddisfare e della cooperazione tra i differenti stakeholder del sistema elettrico.



I principali **provvedimenti definiti dall'AEEG** a tal proposito sono:

- » **ARG/elt 341/07** [Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione] e s.m.i.
- » **ARG/elt 333/07** [Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica] e s.m.i.
- » **DCO 34/11** Appendice A [Prime ipotesi per lo sviluppo di un meccanismo output-based per l'incentivazione dei sistemi di controllo delle smart grid].

che definiscono degli indicatori per la valutazione della **qualità del servizio soltanto delle fasi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica**.

Per la fase di trasmissione, gli indicatori fanno riferimento all'**energia non fornita** ed al **numero di disalimentazioni per utente**, mentre per la fase di distribuzione si riferiscono al **numero di interruzioni per cliente** ed alla **durata complessiva delle interruzioni**.

# Definizione degli output prestazionali: limiti e criticità



- » Gli operatori intervistati sono stati tutti concordi nel rilevare come limite della normativa italiana la **mancanza di output prestazionali definiti per le fasi di generazione (principalmente) e utenza elettrica.**
- » **Soprattutto per quanto riguarda la produzione di energia da fonti rinnovabili, l'assenza di requisiti prestazionali minimi pre-definiti** – quali ad esempio le funzionalità di gestione delle disconnessioni degli impianti FER dalla rete, a seguito di richieste inoltrate dai gestori di rete, e di «insensibilità» a rapidi abbassamenti di tensione, già previste in Germania – **rappresenta una minaccia all'effettiva stabilità della rete.**
- » In generale, gli intervistati hanno rilevato come **la definizione di requisiti prestazionali abbia la funzione primaria di «responsabilizzare» i diversi soggetti del «sistema» elettrico,** rendendoli edotti degli effetti da essi provocati sull'esercizio della rete.



[Principio ispiratore **EREGE - recommend R2, R5, R6, R7**] *Le Autorità dovrebbero favorire una partecipazione coordinata dei diversi stakeholder del sistema elettrico nel processo di evoluzione verso il nuovo paradigma «Smart Grid».*

**Tale attività consiste nell'esplicitazione degli obiettivi** che ciascun attore deve perseguire, attraverso l'istituzione di **obblighi e incentivi**.

È necessario che i soggetti regolatori trovino idonee modalità per stimolare gli operatori del sistema elettrico ad implementare soluzioni innovative, **tenendo conto sia dei vantaggi diretti che di quelli indotti sugli altri soggetti**.

In questa sezione del Rapporto vengono esplicitati i provvedimenti definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, mentre le contropartite economiche derivanti da tali politiche di incentivazione si affrontano nella sezione dedicata alla stima del potenziale di diffusione delle soluzioni «smart».



## Obblighi ed incentivi: principi base e provvedimenti AEEG



I principali **provvedimenti definiti dall'AEEG** a tal proposito sono:

Definizione  
output



Obblighi e  
incentivi



Coinvolgimento  
dei  
consumatori  
finali

### » **Obblighi**

- **ARG/elt 292/06** [Direttive per l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione].
- **Norma tecnica CEI 0-21** [Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica] [provvedimento non redatto dall' AEEG].

### » **Incentivi:**

- **ARG/elt 333/07 e s.m.i. - ARG/elt 341/07 e s.m.i.**
- **ARG/elt 39/10** [Procedura e criteri di selezione degli investimenti ammessi al trattamento incentivante di cui al comma 11.4 lettera d) dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 29 dicembre 2007, n.348/O].
- **ARG/elt 5/10** [Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili].
- **DCO 35/12** [Orientamenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento da applicarsi alle unità di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento a quelle non programmabili].

## Obblighi



L'unica soluzione su cui l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha istituito l'obbligo di adozione è l'**AMI (o meglio la sua componente *smart meter*) (ARG/elt 292/06)**, la cui **installazione presso gli utenti finali è a carico dei gestori delle reti di distribuzione a partire dal 2006**.

In conseguenza dell'obbligo di cui sopra, ma soprattutto grazie al ruolo «proattivo» di Enel Distribuzione, il grado di copertura dei punti di prelievo raggiunto dall'AMI, ad oggi, arriva circa al 95%.

**La definitiva entrata in vigore della Norma Tecnica sulle connessioni degli utenti attivi e passivi in Bassa Tensione (CEI 0-21) obbligherà a partire dal Luglio 2012 i titolari di impianti alimentati da FER connessi in Bassa Tensione** (ovvero per potenze sino a 100 kW) **a dotarsi di *smart inverter***.

### Incentivi su requisiti funzionali per la fase di trasmissione

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas prevede uno schema di incentivi/penalità basato su indicatori precedentemente citati che misurano la qualità del servizio ed in particolare:



- » Per l'**energia non fornita**:  $(LEENSR-LOENSR)_i \times CENSR$ , dove *LEENSR* è il livello effettivo di tale indicatore registrato nell'anno, *LOENSR* è il livello obiettivo di tale indicatore assegnato per l'anno in questione, *CENSR* è un parametro che assume il valore di 40.000 €/MWh per il periodo 2012-2015;
- » Per il **numero di disalimentazioni per utente**: calcolato per ogni Area Operativa di Terna con la formula  $(LENDU-LONDU)_{i,j} \times P_{i,j} \times CNDU$ , dove *LENDU* è il livello effettivo di tale indicatore registrato nell'anno, *LONDU* è il livello obiettivo di tale indicatore assegnato per l'anno in questione, *P<sub>i,j</sub>* è la potenza media in MW, pari alla quantità di energia trasmessa nell'anno divisa per il numero annuo di ore (8760), *CNDU* è un parametro che assume valore 10.000 €/MW/disalimentazione per il 2012 (20.000 per il 2013, 30.000 al 2014, 40.000 al 2015).

Per ogni anno è fissato un **livello obiettivo** che Terna deve raggiungere per ciascun indicatore; se ciò non avviene essa incorre in una **penalità**, calcolata in funzione delle sopracitate formule. Se, viceversa, i livelli obiettivo risultano superati, essa ha diritto ad un **incentivo**, calcolato con la medesima formula utilizzata per la penalità.

## Incentivi su requisiti funzionali per la fase di distribuzione

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas prevede uno schema di incentivi/penalità basato su indicatori precedentemente citati che misurano la qualità del servizio ed in particolare:



- » Per il **numero di interruzioni per cliente** (anno  $i$ , ambito  $j$ ):  **$DRECI,j \times [(POT1i,j \times C1d) + (POT2i,j \times C2d)]$** , dove  $DRECI,j$  è il recupero di continuità del servizio espresso in minuti/utente, con segno positivo o negativo a seconda che il livello effettivo annuo risulti migliore o peggiore, in valore assoluto, al livello tendenziale [stabilito dall'Autorità];  $POT1i,j$  è il rapporto tra l'energia complessivamente distribuita agli utenti alimentati in bassa tensione per usi domestici appartenenti all'ambito territoriale  $j$  nell'anno  $i$  e il numero di ore annue complessive [8760], espresso in kW;  $POT2i,j$  è il rapporto tra l'energia complessivamente distribuita agli utenti alimentati in bassa tensione per usi non domestici e in media tensione appartenenti all'ambito territoriale  $j$  nell'anno  $i$  e il numero di ore annue complessive [8760], espresso in kW; i parametri  $C1d$  e  $C2d$ , espressi in c€/kW/minuto, assumono differenti valori.
- » Per la **durata complessiva di interruzioni** (anno  $i$ , ambito  $j$ ):  **$NRECI,j \times [(POT1i,j \times C1n) + (POT2i,j \times C2n)]$** , dove  $NRECI,j$  è il recupero di continuità del servizio espresso in numero di interruzioni/utente, con segno positivo o negativo a seconda che il livello effettivo annuo risulti migliore o peggiore, in valore assoluto, al livello tendenziale [stabilito dall'Autorità];  $POT1i,j$  e  $POT2i,j$  come sopra; i parametri  $C1n$  e  $C2n$ , espressi in €/numero di interruzioni per utente/kW interrotto, assumono differenti valori.



Per ogni anno è fissato un **livello tendenziale (obiettivo)** che ogni gestore delle reti di distribuzione deve raggiungere per ciascun indicatore, se ciò non avviene esso incorre in una **penalità**, calcolata in funzione delle sopracitate formule. Se, viceversa, i livelli obiettivo risultano superati, esso ha diritto ad un **incentivo**, calcolato con la medesima formula utilizzata per la penalità.

I gestori delle reti di distribuzione, pur considerando la rilevanza delle penalità (o, viceversa, incentivi), mostrano una **forte ritrosia verso gli investimenti che avrebbero un impatto positivo sulle performance alla base dell'incentivo/penalità**. Ciò dipende dalla forte regolazione che interessa la fase di distribuzione, in virtù della quale essa si configura come un business tipicamente «reattivo».

Definizione  
output



**Obblighi e  
incentivi**



Coinvolgimento  
dei  
consumatori  
finali

### Incentivi su requisiti funzionali per la fase di generazione

Ispirandosi alla Delibera ARG/elt 5/10, che prevede un Corrispettivo di Corretta Previsione (CCP) per gli impianti con potenza nominale superiore a 10 MVA, è allo studio la definizione di **oneri di sbilanciamento a carico dei titolari di impianti da fonti rinnovabili** [DCO 35/12 *Orientamenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento da applicarsi alle unità di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento a quelle non programmabili*] proprio per contrastarne la “non programmabilità” e l’impatto che essa ha sulla qualità prestazionale della rete.

### Incentivi sugli investimenti

Definizione  
output



Obblighi e  
incentivi



Coinvolgimento  
dei  
consumatori  
finali

L'Autorità ha previsto una **extra-remunerazione del capitale investito per «progetti pilota» di Smart Grid in Media Tensione (ARG/elt 39/10)**, valutati in base alla dimensione del progetto, al grado di innovazione delle soluzioni utilizzate ed alla replicabilità su larga scala.

L'Autorità ha previsto il riconoscimento di un'extra remunerazione del 2%, per 12 anni, per gli 8 «progetti pilota» che hanno raccolto il parere positivo del panel di esperti designato per la valutazione (solo un progetto, dei nove richiedenti, è risultato non idoneo).

Gli otto progetti selezionati da questa delibera, con il successivo provvedimento ARG/elt 12/11, sono in corso di svolgimento a cura dei principali DSO italiani.

Con il DCO 34/11 (Appendice A) l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha consolidato l'esperienza maturata attraverso i progetti pilota nelle prime proposte di incentivazione dei progetti di smart grid in media tensione basata su indicatori prestazionali.

Definizione  
output



Obblighi e  
incentivi



Coinvolgimento  
dei  
consumatori  
finali

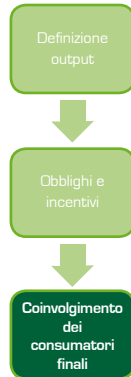
- » Gli operatori intervistati hanno rilevato come **un limite forte della normativa italiana è, ancora una volta, il fatto che non si affronti il problema nel suo insieme, ma si favorisca l'adozione «a macchia di leopardo» di alcune soluzioni**, come ad esempio l'AMI, il cui obbligo di installazione ricade a partire dal 2006 sui gestori delle reti di distribuzione.
- » **Ben poco si è fatto invece** – con qualche segnale solo recente a seguito della definizione della norma CEI 0-21 – **per “spingere” l'adozione di soluzioni “smart” soprattutto nella fase di generazione.**
- » **L'assenza di protocolli standard di comunicazione – un obbligo mancato a detta di molti operatori – fra le diverse fasi del sistema elettrico vanifica l'opportunità di ottenere i benefici derivanti dall'adozione contestuale di più soluzioni.**
- » Infine, e non meno importante sul lato investimenti, vi è **l'auspicato passaggio dagli attuali incentivi all'investimento «input-based», basati sul principio “poco virtuoso” del capitale investito, a incentivi «output-based», definiti in funzione dell'effettivo miglioramento delle prestazioni che l'investimento permette di conseguire.** Gli operatori concordano sulla necessità di questa transizione, pur sottolineando che occorre un approccio collegiale per la definizione degli output prestazionali.



# Coinvolgimento dei consumatori finali: principi base e provvedimenti AEEG



**[Principio ispiratore ERGEG - recommend R4]** Il ruolo «attivo» del consumatore finale risulta essere di cruciale importanza per l'evoluzione del sistema elettrico verso la «Smart Grid». L'Autorità deve, pertanto, **promuovere la presa di coscienza da parte del consumatore, attraverso una maggiore informazione e coinvolgimento dell'utente finale nell'evoluzione del sistema.**



I principali **provvedimenti definiti dall'AEEG** a tal proposito sono:

- » **ARG/elt 56/09** [Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di gestione e controllo della domanda e promozione dell'uso efficiente dell'energia] con cui viene avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di gestione e controllo della domanda e promozione dell'uso efficiente dell'energia, con particolare riferimento alla messa a disposizione ai clienti finali di informazioni e di dati di consumo tramite i misuratori di energia elettrica di bassa tensione (in applicazione di quanto disposto dall'articolo 17, comma 1, lettera c del dlgs n. 115/08).

*In questo contesto si colloca il progetto «Smart Info» di Enel Distribuzione, che prevede lo sviluppo di **un dispositivo che comunica dall'ambiente domestico con il contatore elettronico**, consentendo all'utente di **fruire in modo più agevole le informazioni presenti nel contatore** tramite diversi supporti visivi (pc, elettrodomestici, dispositivi mobili), ovvero di conoscere meglio i consumi e valutare come poterli ottimizzare.*

# Coinvolgimento dei consumatori finali: principi base e provvedimenti AEEG



Definizione  
output



Obblighi e  
incentivi



Coinvolgimento  
dei  
consumatori  
finali

- » **ARG/elt 22/10** [Definizione di uno strumento di gradualità per l'applicazione ai clienti domestici serviti in maggior tutela di corrispettivi di vendita differenziati per fasce orarie] **che dispone l'introduzione a partire dal 1° Luglio 2010 della tariffa bioraria**, ossia la suddivisione del prezzo dell'energia elettrica per il consumatore finale in fasce differenti (F1 dalle 8.00 alle 19.00 dei giorni feriali; F2 ed F3 a prezzo ridotto dalle 19.00 alle 24.00 e dalle 00.00 alle 8.00 dei giorni feriali e per intero nei giorni sabato-domenica-festivi), da applicarsi a tutti i consumatori dotati dei nuovi contatori e che hanno un contratto di fornitura alle condizioni stabilite dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas [Regime di maggior tutela], cioè riservato a coloro i quali non hanno aderito ad offerte sul mercato libero.

La delibera prevede un periodo iniziale «transitorio», *fino al 2011, in cui la differenza tra la fascia 1 e le 2-3 è ridotta al 10%, mentre a partire dal 2012 lo spread tra i due valori aumenterà, rispecchiando i prezzi dell'energia all'ingrosso nelle diverse fasce orarie.*

Secondo le intenzioni del regolatore, il consumatore potrà così pagare un **prezzo «più vicino» al reale costo di produzione dell'elettricità nelle diverse ore del giorno**, ma soprattutto **sarà incentivato ad un utilizzo più consapevole dell'energia e ad una redistribuzione più efficace (dal punto di vista della rete) dei suoi consumi.**

# Coinvolgimento dei consumatori finali: limiti e criticità



Definizione  
output



Obblighi e  
incentivi



Coinvolgimento  
dei  
consumatori  
finali

- » Nonostante le intenzioni del regolatore siano giudicate positivamente, **gli operatori intervistati hanno fatto notare il ridotto «coraggio»** nell'adozione di soluzioni – comunque disponibili sul mercato – che avrebbero potuto incrementare il coinvolgimento attivo dell'utente finale.
- » In particolare va sottolineata l'opportunità di:
  - **Introdurre tariffe multi-orarie**, che sebbene più complesse possano effettivamente “informare” l'utente circa l'impatto delle sue scelte sul costo di produzione dell'energia e **spingere all'adozione di comportamenti virtuosi di consumo.**
  - **Promuovere l'adozione di dispositivi quali gli elettrodomestici intelligenti**, la cui gestione tramite un applicativo software consente di **rendere il più possibile automatizzato (e comunque supportato) il processo decisionale in merito ai consumi energetici.**

# La mappa del quadro normativo



	GENERAZIONE	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	UTENZA
<b>DEFINIZIONE OUTPUT</b>		<sup>1</sup> ARG/elt 341/07	<sup>1</sup> ARG/elt 333/07 DCO 34/11 App.A	
<b>OBBLIGHI E INCENTIVI</b>	<sup>2</sup> ARG/elt 5/10 CEI 0-21 DCO 35/12	<sup>3</sup> ARG/elt 341/07	<sup>3</sup> ARG/elt 333/07 ARG/elt 292/06 ARG/elt 39/10 DCO 34/11 App.A	
<b>COINVOLGIMENTO DEI CONSUMATORI FINALI</b>	-	-	-	<sup>4</sup> ARG/elt 56/09 ARG/elt 22/10

1. I provvedimenti vanno nella direzione auspicata dalle linee guida indicate dall'ERGEG.
2. I provvedimenti attestano la volontà dell'Autorità (da tradurre in delibere) di stimolare l'adozione di soluzioni smart nella fase di generazione.
3. I provvedimenti vanno nella direzione auspicata dalle linee guida indicate dall'ERGEG, avendo tuttavia un ambito d'applicazione limitato, basato per di più su un modello di incentivazione «*input-based*». La forte regolazione della fase di distribuzione, inoltre, vanifica i potenziali benefici derivanti dalla definizione di incentivi/penalità sulla qualità del servizio.
4. Il provvedimento risulta parziale rispetto alle linee guida indicate dall'ERGEG. Servono decisioni più incisive per stimolare il consumatore a divenire soggetto attivo.



- » **Il soggetto regolatore italiano si pone all'avanguardia a livello internazionale** (precursore con i progetti-pilota sulle reti in Media Tensione), ed è inoltre impegnato a colmare le «lacune» dell'attuale impianto normativo rispetto alle linee guida europee.
- » Dato l'assetto regolatorio, **il quadro italiano risulta «sbilanciato»**: le fasi di trasmissione e distribuzione sono assoggettate a provvedimenti specifici e incisivi, mentre quelle di generazione e utenza (non soggette a regolazione) risultano appena interessate da iniziative di sviluppo delle Smart Grid.
- » **L'assenza di «collegamenti» fra le diverse fasi del «sistema» rischia di essere molto pericolosa, soprattutto se si considera che mancano indicatori quantitativi**, di carattere tecnico e/o economico, attraverso cui misurare la bontà degli investimenti in soluzioni «smart».



# Le soluzioni «smart»

Architettura e quadro dell'offerta

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE  
MIP

Main Partner



Partner



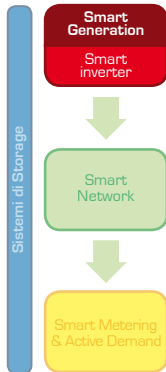
## Una mappatura delle soluzioni «smart»



In questa sezione si offre una **panoramica delle soluzioni «smart»** che abilitano le funzionalità del sistema elettrico intelligente.

Si tratta di sistemi e tecnologie disponibili commercialmente ma che, fatta eccezione per l'*Advanced Metering Infrastructure* e per i sistemi di controllo, automazione e sensoristica, fanno registrare una **diffusione pressoché nulla** sul mercato italiano.





Uno *smart inverter* è del tutto analogo ad un inverter tradizionale, a cui viene connesso un **processore** che permette di raccogliere ed elaborare informazioni relative alla produzione ed allo stato dell'impianto ed implementare innovative modalità di gestione/controllo/protezione.

L'utilizzo di uno *smart inverter* permette di:

- » Gestire le eventuali **disconnessioni dalla rete dell'impianto**, a seguito di richieste inoltrate dai gestori di rete, mediante **comandi da remoto**.
- » Mantenere **insensibilità a rapidi abbassamenti di tensione**.
- » **Limitare la potenza erogata** nei transitori di frequenza.
- » **Aumentare la selettività delle protezioni**, al fine di evitare fenomeni di disconnessione intempestiva dell'impianto.
- » **Limitare la potenza immessa in rete** (per ridurre le variazioni di tensione della rete).
- » **Consentire l'erogazione o l'assorbimento di energia reattiva**.

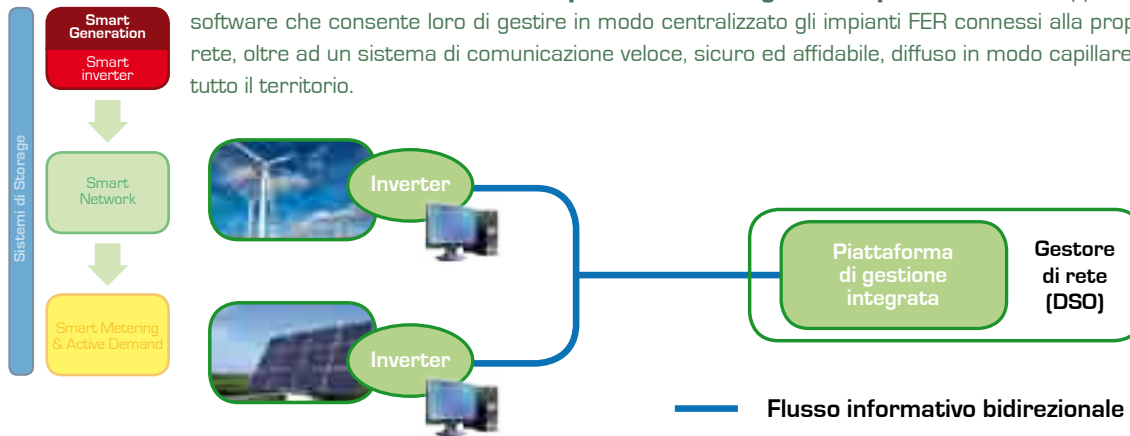


## Smart inverter: l'architettura

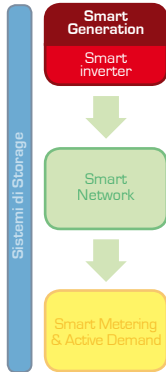


La possibilità di disconnettere l'impianto da remoto tramite lo smart inverter può essere concessa direttamente ai gestori delle reti di distribuzione (DSO).

Questo richiede l'installazione di una **piattaforma di gestione presso i DSO**, applicativo software che consente loro di gestire in modo centralizzato gli impianti FER connessi alla propria rete, oltre ad un sistema di comunicazione veloce, sicuro ed affidabile, diffuso in modo capillare su tutto il territorio.



Ad oggi i **principali produttori di inverter**, sia per impianti FER che per applicazioni tradizionali, **hanno in portafoglio prodotti dotati di funzionalità «smart»**. Tra di essi si ricordano Danfoss, Power-One, SMA, Siemens ed altri.



**La tecnologia è quindi matura** e non sussistono particolari complessità di installazione.

In Italia tuttavia **la diffusione degli smart inverter è pressoché nulla**, diversamente da quanto accade in altri mercati, primo su tutti quello tedesco.

» Da circa 2 anni vige in Germania l'obbligo di installazione dello smart inverter per le connessioni in Media Tensione, mentre da Agosto 2011 l'obbligo è stato esteso anche alla Bassa Tensione.

Ciò è dovuto al fatto che **l'investimento in uno smart inverter oggi non si giustifica dal punto di vista economico**, ma è determinato esclusivamente dall'esistenza di norme specifiche, come verrà illustrato nella sezione seguente del Rapporto.

In Italia è stata definita la norma tecnica [CEI 0-21], con riferimento alle sole **connessioni in Bassa Tensione**, che **obbligherà a partire dal Luglio 2012 i titolari di impianti alimentati da FER connessi in Bassa Tensione a dotarsi di smart inverter**.

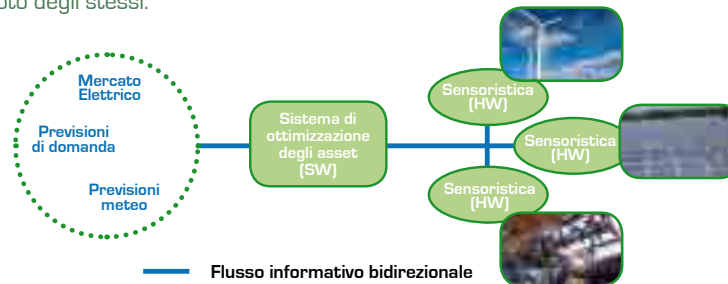
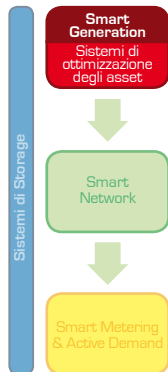
# Sistemi di ottimizzazione degli asset: l'architettura



Si tratta di un **sistema** costituito da apparati *hardware*, quali **sensori** ed **attuatori** per il monitoraggio degli impianti produttivi, governati da una **piattaforma software**.

Se installato presso le **utility di produzione**, permette di:

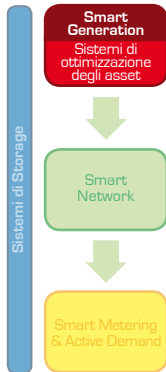
- » **Determinare il carico ottimale di produzione**, mediante l'integrazione di previsioni di mercato, meteorologiche e dello stato delle risorse, siano esse proprietarie (ossia gli impianti tradizionali e FER nel portafoglio dell'*utility*) o del sistema (ossia reti di trasmissione e distribuzione).
- » **Automatizzare i processi di manutenzione** degli impianti, attraverso il controllo da remoto degli stessi.



# Sistemi di ottimizzazione degli asset: il quadro dell'offerta



Gli operatori che oggi sono in grado di progettare e offrire sul mercato sistemi di ottimizzazione degli asset sono i **principali player attivi nei comparti dell'ingegneria, della meccanica e dell'automazione**, quali ABB, General Electric, Schneider Electric e Siemens.



Un trend importante da rilevare riguarda il tentativo, da parte di alcuni di essi, di **ampliare il proprio know how attraverso l'acquisizione di operatori attivi nell'information technology**, con l'intento di offrire una soluzione *end-to-end* alle *utility* di generazione.

- » **ABB ha acquisito Ventyx** nel Maggio 2010 per oltre 700 Mln € da Vista Equity Partner. Ventyx è un'impresa statunitense leader nella progettazione e fornitura di soluzioni software per le imprese operanti nel settore energetico, le *utility*, le comunicazioni ed altre attività "asset-intensive".
- » **Schneider Electric ha acquisito Telvent** nel Settembre 2011 per circa 1,5 Mld €, impresa spagnola leader nella progettazione e fornitura di soluzioni IT per i settori energia, trasporti, agricoltura e ambiente.

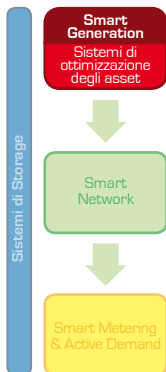
Dal punto di vista tecnologico, **i sistemi di ottimizzazione degli asset si basano su tecnologie mature e consolidate**. Lo sforzo dei fornitori è indirizzato principalmente all'ottimizzazione dell'integrazione tra le componenti costitutive degli stessi.

## Sistemi di ottimizzazione degli asset: il quadro dell'offerta



Come per gli *smart inverter*, tuttavia, **i sistemi di ottimizzazione degli asset non hanno ancora trovato diffusione nel mercato italiano.**

In primo luogo, ciò è dovuto al fatto che **i benefici economici attualmente conseguibili con l'adozione di questi sistemi**, tra cui la riduzione dei costi di manutenzione, **non sono ancora tali da rendere sostenibile l'investimento.**



Inoltre, **l'attuale quadro normativo non rende interessanti**, per le *utility* di generazione, **le capacità previsionali offerte da questi sistemi.**

Come discusso nella precedente sezione del Rapporto dedicata agli aspetti normativi (Incentivi su requisiti funzionali per la fase di generazione), l'obbligo di dispacciamento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (ARG/elt 111/06) agisce da «disincentivo» alla programmabilità; d'altro canto, l'unica norma che attualmente promuove il miglioramento delle previsioni di produzione per gli impianti FER non programmabili riguarda solo quelli di potenza superiore a 10 MVA (delibera ARG/elt 5/10).

Si è attivata, tuttavia, una discussione in seno all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (DCO 35/12), riguardo alla possibile **introduzione di «oneri di sbilanciamento» a carico dei titolari di impianti FER non programmabili.**

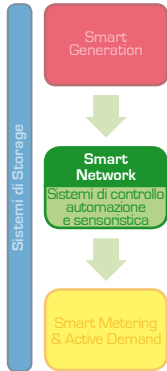
# Sistemi di controllo, automazione e sensoristica: l'architettura



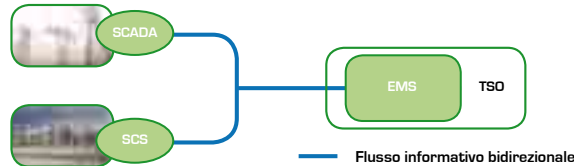
Si tratta di **sistemi** costituiti da apparati *hardware*, quali **sensori** ed **attuatori** che raccolgono informazioni sullo stato della rete, elaborate poi da un **applicativo software gestito centralmente da TSO e DSO**.

A seconda della fase del sistema elettrico in cui vengono applicati, è possibile distinguere tra **Transmission Layer System e Distribution Layer System**.

Il **Transmission Layer System** è a sua volta un **insieme di diversi componenti**:



TIPO DI COMPONENTE	COMPONENTE	FUNZIONE DEL COMPONENTE
SOFTWARE	Energy Management System (EMS)	Ripartizione dei carichi sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) ed automazione degli interventi di manutenzione
HARDWARE	Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) Substation Control System (SCS)	Monitoraggio della rete e delle sottostazioni, tramite sensori che comunicano con l'EMS

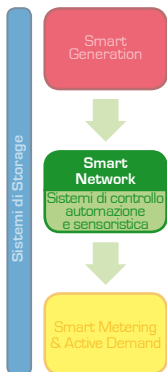


# Sistemi di controllo, automazione e sensoristica: l'architettura



Il **Distribution Layer System** comprende invece:

TIPO DI COMPONENTE	COMPONENTE	FUNZIONE DEL COMPONENTE
SOFTWARE	Distribution Management System (DMS)	Ottimizzazione delle attività di distribuzione dell'energia e di controllo delle infrastrutture
HARDWARE	Distribution Terminal Unit (DTU)	Raccolta e trasmissione di informazioni al DMS, dalle varie porzioni della rete di distribuzione, per verificarne lo stato in termini di sicurezza ed affidabilità



— Flusso informativo bidirezionale

# Sistemi di controllo, automazione e sensoristica: il quadro dell'offerta



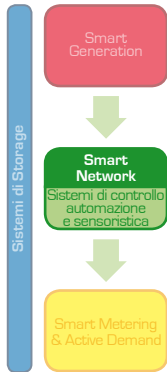
Anche in questo caso, sono i principali operatori dei **settori dell'ingegneria, della meccanica e dell'automazione** (tra cui ABB, General Electric, Schneider Electric e Siemens) ad essere in grado di offrire soluzioni integrate per sistemi di controllo, automazione e sensoristica.

**Le tecnologie in gioco sono** consolidate, seppur oggetto di costante ricerca, ed i principali sforzi riguardano l'ottimizzazione dell'integrazione e del coordinamento tra i vari componenti del sistema.

*I Transmission Layer System* sono molto diffusi in Italia, ed **assicurano una copertura fino al 90% della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)**, in virtù della quale la RTN si pone all'avanguardia all'interno del panorama europeo e mondiale. Grazie agli ingenti investimenti per il complessivo potenziamento della rete, pari a circa 5 Mld € dal 2006 al 2011, Terna ha dimezzato nel 2011 i costi di dispacciamento rispetto al 2008, conseguendo un risparmio stimabile in circa 1 Mld € all'anno.

Un possibile sviluppo atteso da parte degli operatori intervistati riguarda la **diffusione di Transmission Layer System «evoluti»**, che permettono di ricollocare a livello periferico funzionalità attualmente gestite in modo centralizzato attraverso l'architettura tradizionale.

La loro diffusione dipende dalla necessità di presidiare con particolare attenzione i punti «nevralgici» della RTN, ossia i parchi eolici e le cabine primarie, che rappresentano le zone di confine tra la rete di trasmissione e le reti di distribuzione.





## Sistemi di controllo, automazione e sensoristica: il quadro dell'offerta

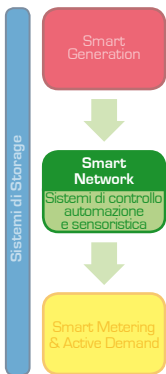


Diversamente, i **Distribution Layer System** sono poco diffusi nel nostro Paese, **a causa della limitata convenienza economica della soluzione e della mancanza di normativa che incentivi o renda cogente l'adozione**, come si discuterà nella prossima sezione.

A partire dal 2008, Enel Distribuzione, confermando il proprio approccio proattivo verso l'adozione di soluzioni «smart», ha avviato una collaborazione con Telvent (società acquisita poi da Schneider nel 2011), finalizzata all'installazione del DSM - componente *software* del *Distribution Layer System* - per la gestione dei 29 centri di controllo della propria rete.

Il progetto, di orizzonte pluriennale, prevede un'implementazione graduale, fino alla completa copertura della propria rete, prevista intorno al 2015.

**La «sfida» principale per i fornitori di *Distribution Layer System* si gioca sull'hardware:** bisogna riuscire a riportare su «scala» differente le soluzioni già adottate per la fase di trasmissione, considerando la notevole capillarità delle reti di distribuzione, a fronte di una capacità d'investimento minore dei DSO.



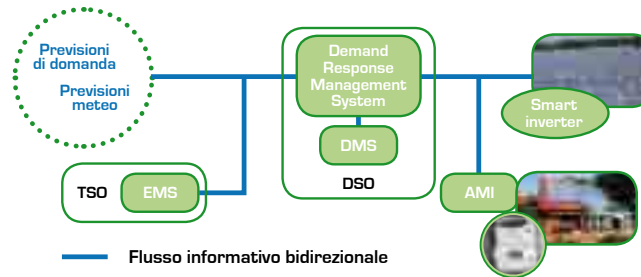
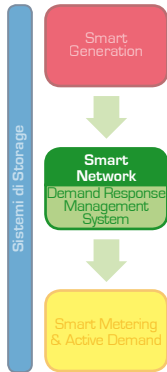
# Demand Response Management Systems (DRMS): l'architettura



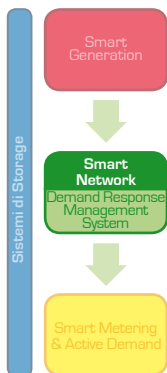
Si tratta di un **sistema informativo** in grado di elaborare in tempo reale differenti tipologie di informazioni provenienti da altre soluzioni «smart» che compongono il sistema elettrico intelligente:

- » **Previsioni di produzione degli impianti FER connessi in Media e Bassa Tensione** [comunicazione con *Smart Inverter*].
- » **Previsioni di domanda** [comunicazione con *Advanced Metering Infrastructure*].
- » **Previsioni di carico della rete di trasmissione** e previsioni di mercato [comunicazione con *Transmission Layer System*].
- » **Previsioni sullo stato della rete** [comunicazione con *Distribution Layer System*].

Se installato presso i **gestori delle reti di distribuzione (DSO)**, consente di **determinare previsionamente il carico ottimale** sulle differenti porzioni di rete, assumendo particolare rilevanza a fronte della possibilità per il DSO di effettuare il dispacciamento «locale».



## Demand Response Management Systems (DRMS): il quadro dell'offerta



Ancora una volta, sono gli operatori dei **comparti dell'ingegneria, della meccanica e dell'automazione** (tra cui ABB, General Electric, Schneider Electric e Siemens) ad avere la capacità di progettare e sviluppare sistemi DRMS.

Si tratta di **sistemi che utilizzano tecnologie mature e consolidate**, con elevati problemi di integrazione tra i componenti costitutivi.

Ad oggi in Italia non esistono applicazioni di DRMS presso i DSO, a causa di:

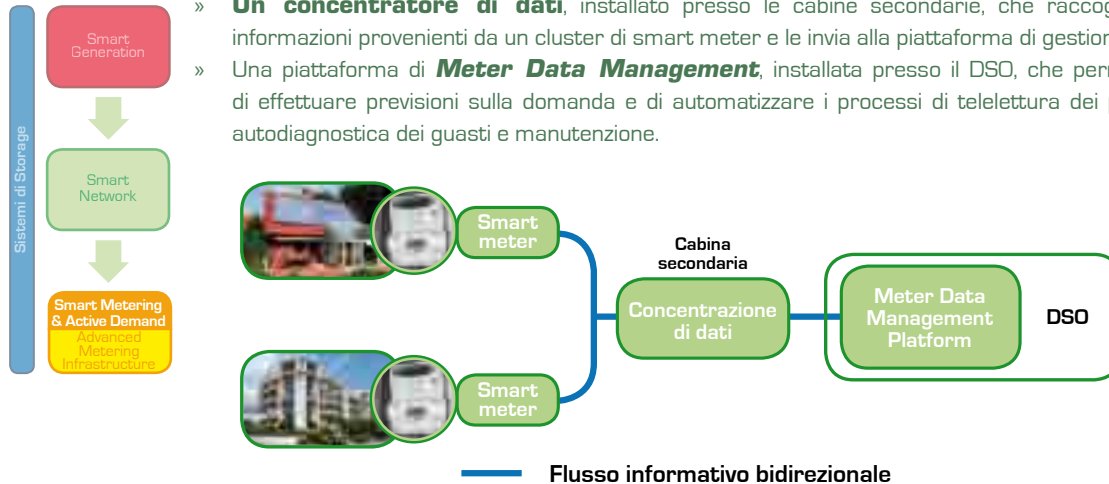
- » **Una scarsa diffusione delle altre soluzioni «smart»**, che dovrebbero avere il compito di elaborare le informazioni su cui il DRMS stima il carico previsionale.
- » **Un quadro normativo assente in materia**, in particolare per quanto riguarda la definizione di obblighi ed incentivi alla determinazione previsionale dei carichi delle reti di distribuzione, come verrà discusso nella successiva sezione del Rapporto dedicata alla stima del potenziale delle soluzioni «smart».

# Advanced Metering Infrastructure (AMI): l'architettura



Si tratta di un'**infrastruttura** costituita da:

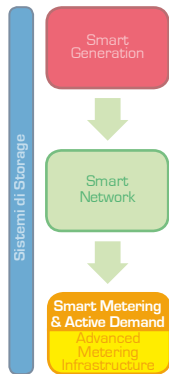
- » Un contatore elettronico o **smart meter**, installato presso l'utenza, che permette una **comunicazione bidirezionale** con il sistema elettrico, fornendo inoltre all'utenza informazioni in real-time sul proprio profilo di consumo.
- » **Un concentratore di dati**, installato presso le cabine secondarie, che raccoglie le informazioni provenienti da un cluster di smart meter e le invia alla piattaforma di gestione.
- » Una piattaforma di **Meter Data Management**, installata presso il DSO, che permette di effettuare previsioni sulla domanda e di automatizzare i processi di telelettura dei profili, autodiagnostica dei guasti e manutenzione.



## Advanced Metering Infrastructure (AMI): il quadro dell'offerta



Ad oggi l'AMI viene offerto sul mercato in Italia secondo due modelli:

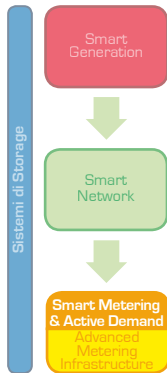


- » **Soluzione standard**, in cui IBM (che ha la licenza per l'installazione del sistema realizzato da Enel Distribuzione nel progetto «Telegestore») offre una soluzione integrata al cliente (ossia il DSO).
- » **Progettazione customizzata**, in cui il cliente (ossia il DSO) attiva una collaborazione con uno «*smart meter vendor*» (come General Electric, Itron, Landys+Gyr) per la progettazione di una soluzione *ad hoc*, che risponda alle sue specifiche esigenze.
  - Un caso di progettazione customizzata è quello che ha coinvolto ACEA Distribuzione e Landys+Gyr, fornitore svizzero leader nella fornitura di soluzioni integrate per l'*energy management*. Questa *partnership*, resa necessaria dalle peculiarità che caratterizzano la rete gestita da ACEA Distribuzione, a partire dal 2004 ha portato alla realizzazione ed installazione di circa 1,5 milioni di *smart meter*, terminata nel 2010. La soluzione standardizzata messa a punto nell'ambito della *partnership* tra ACEA Distribuzione e Landys+Gyr è stata poi adottata da altre *utility*, in Italia (ASM Voghera, ASM Terni, IRIS Gorizia, CEG Aosta) ed all'estero (EPCG, distributore nazionale del Montenegro).

# Advanced Metering Infrastructure (AMI): il quadro dell'offerta



**Oggi sono installati in Italia circa 37 milioni di smart meter**, soprattutto per effetto del progetto «Telegestore», avviato da Enel Distribuzione nel 2000, che ha permesso l'installazione di circa 32 milioni di contatori elettronici.



Fra i benefici economici che possono rendere conveniente l'adozione di un'infrastruttura AMI, assumono notevole rilevanza **l'automazione delle operazioni di telelettura e gestione da remoto delle operazioni contrattuali**, nonché il **miglioramento delle attività di manutenzione**, grazie al monitoraggio delle utenze elettriche da remoto.

Enel Distribuzione stima che grazie alla progressiva installazione degli smart meter è riuscita a conseguire una **riduzione degli opex di oltre 900 Mln € l'anno**, rispetto al valore registrato nel 2001.

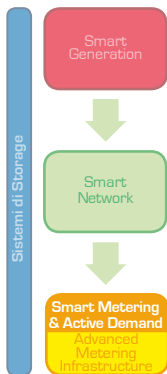
Nel 2006, l'Autorità ha stabilito l'obbligo di installazione dell'AMI a carico di tutti i DSO (ARG/elt 292/06), definendo alcune milestone:

- » Entro l'anno 2008: diffusione presso il 100% dei punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 55 kW e di almeno il 25% di quelli con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW.
- » Entro il 2009: 65% di quelli con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW.
- » Entro il 2010: 90% di quelli con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW.
- » Entro il 2011: 95% di quelli con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW.

## Advanced Metering Infrastructure (AMI): il quadro dell'offerta



Nonostante una diffusione molto capillare, l'attuale infrastruttura AMI esistente in Italia richiederebbe un'evoluzione, nella sua componente di smart meter, **per sfruttare pienamente le potenzialità delle altre soluzioni «smart» con cui essa si interfaccia** (in particolare, DRMS e *Home Management System*).



Le funzionalità aggiuntive riguardano:

- » **Capacità previsionale «locale»**, grazie alla quale ciascuno *smart meter* supporta il DRMS fornendo le previsioni di consumo dell'utenza ad esso associata.
- » **Capacità di gestione di tariffe multi-orarie**, che oggi risulta limitata a tre.
- » **Capacità di comunicazione con l'Home Management System**, per cui lo smart meter fornisce informazioni provenienti dal sistema elettrico in termini di prezzo dell'energia e stato della rete, oltre alle informazioni relative ai consumi.

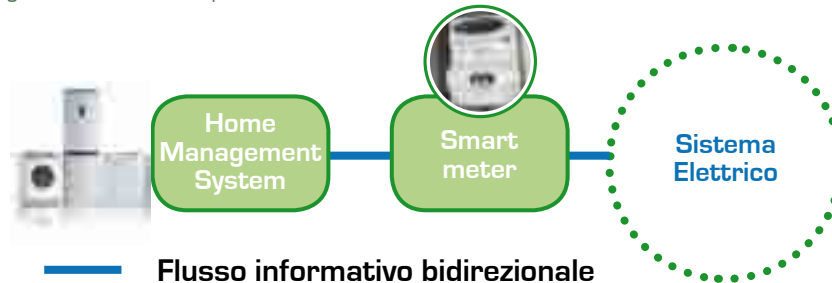
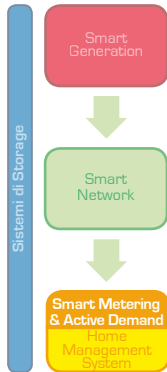
*A tal proposito, nel 2010 Enel Distribuzione ha avviato il progetto «Smart Info». Attraverso la fornitura al consumatore di un dispositivo hardware che comunica con lo smart meter, Enel si pone l'obiettivo, entro il 2015 (con un investimento previsto di circa 1 Mln €), di fornire alle utenze la possibilità di accedere facilmente alle informazioni sui propri consumi e sul mercato attraverso molteplici device (tra cui, ad esempio, PC ed elettrodomestici).*

# Home Management System (HMS): l'architettura



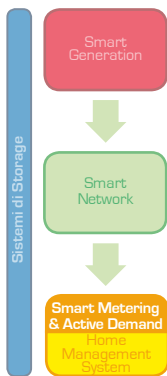
Si tratta di un sistema in cui un apposito *software* gestisce *device* intelligenti, principalmente elettrodomestici quali lavatrice, lavastoviglie, asciugatrice, frigorifero e forno, rendendoli capaci di:

- » **Ricevere segnali provenienti dal sistema elettrico**, tramite la comunicazione con lo smart meter, e regolare il proprio funzionamento, nel rispetto dei «vincoli» definiti dal consumatore.
- **Ad esempio, l'elettrodomestico intelligente è messo nelle condizioni di poter valutare**, a fronte di una richiesta proveniente della rete elettrica (ad esempio un arresto), se essa possa essere portata a termine senza incorrere in eventi dannosi.
- » Elaborare e presentare all'utente una **stima del consumo di energia**, in funzione del programma di lavoro impostato dall'utente.





# Home Management System (HMS): il quadro dell'offerta



Gli elettrodomestici intelligenti ed il relativo *software* di gestione ad essi integrato sono disponibili nel portafoglio dei principali operatori del settore, come Bosch, Indesit, LG, Samsung e Whirlpool.

È inoltre possibile prevedere la presenza di una piattaforma «domotica» che fa da interfaccia fra lo *smart meter* e i vari elettrodomestici, coordinando la gestione di questi ultimi.

Ad oggi la piattaforma «domotica» è disponibile a portafoglio dei principali operatori **nel settore dell'ingegneria, della meccanica e dell'automazione**, come ABB, General Electric, Schneider, Siemens.

La diffusione attuale dell'HMS in Italia è pressoché nulla. Ciò dipende dalla mancanza di:

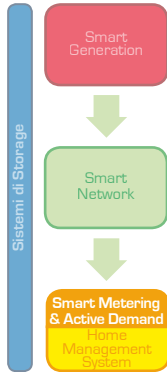
- » Uno **smart meter «evoluto»**, installato presso le utenze, capace di comunicare con l'HMS e di gestire tariffe multi-orarie.
- » Uno **standard di comunicazione** che, mediante la definizione di un protocollo, regoli lo scambio informativo fra rete elettrica e HMS.

# Home Management System (HMS): il quadro dell'offerta



Queste mancanze si traducono, come discusso nella sezione del Rapporto dedicata alla stima del potenziale delle soluzioni «smart», sulla possibilità per il consumatore finale di godere di un effettivo vantaggio economico che motiverebbe l'adozione di questa soluzione.

*Considerando un consumo medio di una famiglia italiana pari a 2.700 kWh/anno e un prezzo dell'energia elettrica pari a 16,12 c€/kWh (relativo ad una potenza impegnata di 3 kW e ad un consumo di 2.700 kWh – Fonte: AEEG 2011), si possono confrontare due scenari:*



SCENARIO	CONSUMI FASCIA F1	CONSUMI FASCIA F23	COSTO ANNUO [€]
1	60%	40%	450
2	10%	90%	425

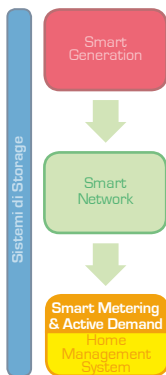
*L'attuale tariffa bioraria, che prevede una differenza minima tra le tariffe F1 ed F23 (10% fino al 2011), non permette di conseguire sensibili risparmi, anche a fronte di comportamenti notevolmente «virtuosi», come mostrato in tabella.*

*Supponendo che il comportamento «virtuoso» (scenario 2) sia conseguito grazie alla presenza di elettrodomestici intelligenti, l'extracosto di acquisto di tali elettrodomestici (per le assunzioni, si rimanda alla sezione del Rapporto dedicata alla stima del potenziale) stimabile in 100 €/anno (ammortizzato sulla vita utile degli elettrodomestici) sarebbe ripagato a fronte di un delta tra le tariffe F1 ed F23 del 34%.*

# Home Management System (HMS): il quadro dell'offerta



Si registra in Italia un crescente interesse verso questa soluzione.

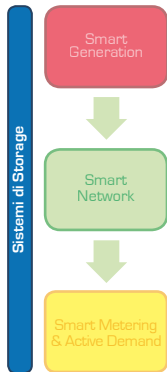


Ne è un chiaro esempio il progetto «Energy@Home», iniziato nel 2009, grazie a una collaborazione fra Enel Distribuzione, Telecom Italia, Electrolux e Indesit, con l'obiettivo di definire un protocollo, aperto e standard, per la comunicazione interna tra gli elettrodomestici intelligenti, il contatore intelligente (smart meter) e, quindi, l'intero sistema elettrico.

Secondo i partner del progetto «Energy@Home», questo consentirà agli utenti di **ottenere informazioni e aggiornamenti sui propri consumi domestici** avendo, quindi, la possibilità di utilizzare i loro apparecchi in modo «intelligente», migliorando l'efficienza energetica del sistema-casa.

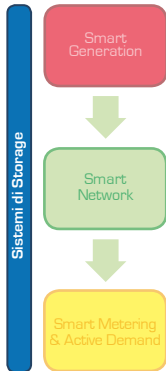
Il progetto prevede un «upgrading» del contatore intelligente tramite l'installazione presso le utenze di un dispositivo (Smart Info) che raccoglie le informazioni dallo smart meter sul profilo di carico e sullo stato della rete e li distribuisce con protocollo wireless ZigBee ai vari device domestici (PC, monitor, elettrodomestici). Gli elettrodomestici, pertanto, acquisiscono ed elaborano i dati provenienti dallo «Smart Info», adeguando il loro funzionamento in base a tali dati e alle disposizioni ricevute dall'utente.

Si tratta di componenti che possono venire applicati trasversalmente, nelle diverse fasi del sistema elettrico, con l'obiettivo di assicurare le seguenti **funzionalità**:



- » **Time-shift di energia**, ossia l'acquisto di energia nelle ore in cui il prezzo è basso per rivenderla o direttamente utilizzarla nelle ore in cui il prezzo è più alto.
- » **Integrazione delle rinnovabili**, ossia l'accumulo di energia prodotta dagli impianti FER non programmabili nelle ore a basso prezzo (carico), e la successiva immissione della stessa nelle ore a prezzo (carico) più elevato. Questo permette di ottenere un profilo di generazione complessivo più regolare e prevedibile.
- » **Differimento di investimenti di rete e gestione delle congestioni**, ossia la possibilità di evitare di dover realizzare nuove linee in presenza di un tratto di rete «critico», cioè esercito intorno alla sua capacità massima. Questo richiede l'installazione di un sistema di *storage* a monte e a valle del tratto critico.

## Sistemi di storage: l'architettura



- » **Regolazione primaria:** i sistemi di accumulo caratterizzati da rapide risposte in potenza potrebbero essere utilizzati per garantire un margine di potenza di riserva per regolazione in caso di una variazione della frequenza di rete dovuta ad uno squilibrio tra generazione e carico.
- » **Regolazione secondaria:** ripristino dei margini di riserva primaria e ristabilimento dei valori di frequenza di regime a seguito dell'attività di regolazione primaria.
- » **Regolazione terziaria:** ripristino dei margini di riserva di regolazione secondaria.
- » **Supporto di tensione:** fornitura del servizio di riserva reattiva per la regolazione primaria e secondaria di tensione (Rete di Trasmissione Nazionale).
- » **Riaccensione del sistema:** rimettere in tensione le direttrici di riaccensione dopo un *black-out*.
- » **Qualità del servizio:** compensazione dei disturbi delle reti di distribuzione (buchi di tensione, sovratensioni, squilibri di tensione) e regolazione di tensione in cabina primaria e lungo linea (reti di distribuzione).

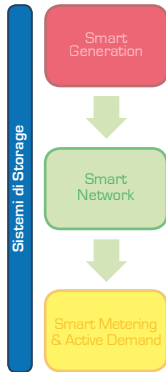
# Sistemi di storage: l'architettura



Le **tecnologie** ad oggi più mature per realizzare sistemi di storage possono essere classificate in base al **principio di funzionamento** su cui si basano:

- » Accumulo **elettrochimico**, tra cui batterie agli ioni di litio (Li/ion), sodio-zolfo (NaS), sodio-cloruri metallici (Na/NiCl), piombo-acido(Pb/acido), batteria a Redox a circolazione elettrolita al vanadio (VRB).
- » Accumulo **meccanico** ad aria compressa (CAES), volani.
- » Accumulo di **energia potenziale**, tra cui in particolare il pompaggio idroelettrico.

Le diverse tecnologie di accumulo risultano più o meno adatte ad assolvere alle funzionalità sopracitate, in funzione delle loro **prestazioni** in termini di **autonomia, potenza e tempo di risposta**.



FUNZIONALITÀ	NA/S	NA/NICL	LI/ION	PB/ACIDO	VRB	IDRO	CAES	VOLANO
TIME-SHIFT DI ENERGIA	X	X		X	X	X	X	
INTEGRAZIONE RINNOVABILI	X	X	X	X	X	X		
DIFFERIMENTO INVESTIMENTI DI RETE	X	X	X		X	X		
REGOLAZIONE PRIMARIA	X	X	X	X	X	X		
REGOLAZIONE SECONDARIA	X	X	X	X	X	X		
REGOLAZIONE TERZIARIA	X	X	X	X	X	X	X	
SUPPORTO DI TENSIONE	X	X	X	X				X
RIACCENSIONE SISTEMA ELETTRICO	X	X	X	X		X	X	
QUALITÀ DEL SERVIZIO								X

[Fonte: RSE]

Architettura e quadro dell'offerta

Marzo 2012

## Sistemi di storage: tecnologie



Le tecnologie ritenute maggiormente interessanti sono:

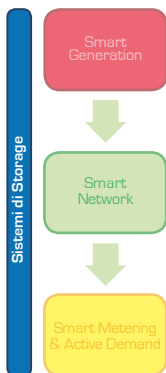
» **Batterie:** il principio di funzionamento fa riferimento alla reazione di ossidoriduzione. A seconda della coppia di elettrodi, tipo di elettrolita e caratteristiche costruttive, si hanno diverse tipologie di accumuli, ciascuna delle quali presenta caratteristiche differenti. Le criticità maggiori di questa tecnologia sono rappresentate dal costo d'investimento e dalle problematiche d'affidabilità e sicurezza.

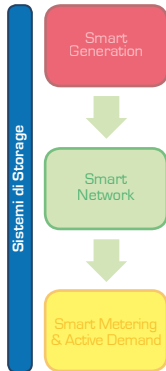
» **Pompaggio idroelettrico:** si tratta di impianti elettrici a bacino, dotati di turbine «reversibili» (permettono il flusso bidirezionale dell'acqua, quindi non solo in caduta ma anche in risalita) che, in casi di eccesso di produzione elettrica e nei periodi di basso carico (prezzo), permettono al fluido di risalire al bacino di monte (pompaggio) per poi essere riutilizzato per la produzione successiva.

Nonostante questa tecnologia sia caratterizzata da un LUEC relativamente basso (circa 120 €/MWh) rispetto alle altre tecnologie, la fattibilità risulta essere subordinata alla possibilità di realizzare bacini artificiali o di sfruttare bacini naturali.

TIPO DI BATTERIA	LUEC [€/MWh]
Li/ion	603
Na/S	389
Na/NiCl	703
Pb/acido	832
VRB	433

Il LUEC (*Levelized Unit Electricity Cost*) è il costo unitario di produzione costante sull'intera vita operativa dell'impianto





- » **Sistema CAES:** il principio di funzionamento prevede la compressione dell'aria ed il successivo stoccaggio all'interno di un serbatoio (naturale o artificiale); l'aria compressa viene poi riscaldata ed espansa all'interno di una turbina a gas collegata a un generatore.

La compressione e successivo stoccaggio dell'aria avvengono durante le ore di basso carico (prezzo), viceversa quando è necessario produrre energia elettrica per coprire i picchi di domanda l'aria accumulata viene fatta espandere in una camera di combustione dove agisce come comburente del carburante (gas naturale), per poi espandersi all'interno di una turbina che aziona un generatore.

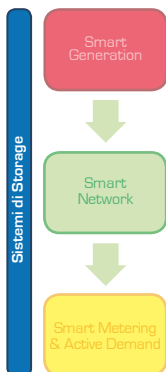
Sono sistemi caratterizzati da un LUEC relativamente basso rispetto alle altre tecnologie (120÷140 €/MWh) ed in particolare rispetto alle batterie.

Presentano criticità ridotte rispetto ai pompaggi idroelettrici: l'eventuale impossibilità di sfruttare serbatoi naturali può essere superata mediante la realizzazione di serbatoi artificiali, a costi ridotti rispetto al pompaggio idroelettrico, nonché scontando vincoli "naturali" limitati o nulli.

- » **Volano:** l'accumulo di energia elettrica avviene tramite la traduzione della stessa in energia cinetica rotazionale. Consiste in un rotore a sospensione magnetica, connesso ad un motore elettrico, posto all'interno di una camera a vuoto che ne riduce l'attrito. L'energia viene caricata e scaricata tramite il motore elettrico che aumenta la velocità di rotazione fornendo energia elettrica e inversamente «estrae» energia elettrica rallentandone la rotazione. Si tratta di sistemi ancora in fase di sperimentazione.



# Sistemi di storage: l'architettura



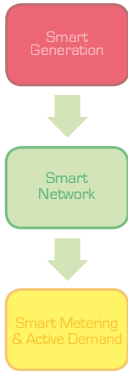
L'analisi effettuata considerando le caratteristiche tecniche delle tecnologie di accumulo e le loro prestazioni economiche permette di identificare **quali sono quelle più o meno adatte alle diverse fasi del sistema elettrico.**

GENERAZIONE	SISTEMI PIÙ ADATTI		SISTEMI MENO ADATTI
<b>TIME-SHIFT DI ENERGIA</b>	Pompaggio idroelettrico, CAES	Pb/acido	Na/S, Na/NiCl, VRB
<b>INTEGRAZIONE RINNOVABILI</b>	Na/S, Na/NiCl, Pb/acido, VRB	Li/ion	Pompaggio idroelettrico

# Sistemi di storage: l'architettura



Sistemi di Storage



TRASMISSIONE	SISTEMI PIÙ ADATTI	SISTEMI MENO ADATTI
Differimento investimenti	Na/s, Na/NiCl	VRB, Pompaggio idraulico Li/ion,
Regolazioni primaria e secondaria	Pompaggio idroelettrico	Pb/Acido, Na/s, Na/NiCl, Li/ion, VRB
Regolazione terziaria	Pompaggio idroelettrico, CAES	Pb/Acido, Na/s, Na/NiCl, VRB, Li/ion
Riaccensione sistema	Pompaggio idroelettrico, CAES	Na/S, Na/NiCl, Li/ion, Pb/acido
Supporto di tensione	Pompaggio idroelettrico, CAES	Pb/Acido, Na/S, Na/NiCl, Li/ion
DISTRIBUZIONE	SISTEMI PIÙ ADATTI	SISTEMI MENO ADATTI
Differimento investimenti	Na/s, Na/NiCl	Li/ion, VRB, Pompaggio idroelettrico
Qualità del servizio	Volani	
UTENZA (PROSUMER)	SISTEMI PIÙ ADATTI	SISTEMI MENO ADATTI
Integrazione rinnovabili	Na/S, VRB	Na/NiCl, Pb/acido, Pompaggio idroelettrico Li/ion

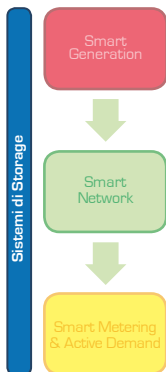
Architettura e quadro dell'offerta

Marzo 2012

## Sistemi di storage: il quadro dell'offerta



**Le diverse tecnologie di accumulo sono oggetto di importanti sforzi di ricerca e di innovazione**, con l'obiettivo di superare i limiti in termini di costo e dimensioni che ad oggi ancora caratterizzano queste soluzioni.



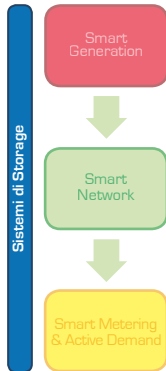
I principali fornitori di sistemi di storage per applicazioni nel sistema elettrico sono:

- » **Accumuli elettrochimici:** produttori tradizionali di batterie per altre applicazioni, sia nazionali (FAM, FIAMM) che esteri (BYD, Full River, Toshiba, Sanyo).
- » **Accumuli di energia potenziale:** player che realizzano tradizionali impianti idroelettrici a bacino.
- » **Accumuli meccanici ad aria compressa:** non esiste una filiera matura. I prototipi ad oggi realizzati in Italia si caratterizzano per la presenza di un soggetto (Enel, E.On, Studio Santi) che realizza l'impianto per uso proprio o di terzi, attingendo le diverse «componenti» da fornitori specializzati (ad esempio, General Electric, Atlas, Copco per le turbine, – Atlas, Copco per i compressori, NolTec Europe, Simic per i serbatoi di stoccaggio dell'aria compressa).
- » **Volani:** rappresentano una tecnologia ancora in fase di sperimentazione.

## Sistemi di storage: il quadro dell'offerta



Nonostante dal punto di vista commerciale alcuni di questi sistemi siano disponibili, **non si registra alcuna diffusione degli stessi in Italia**, a causa soprattutto degli elevati costi precedentemente menzionati.



*L'unica eccezione è rappresentata dal progetto «Green Energy Island», realizzato nell'ambito delle attività di ricerca e sviluppo tecnologico di FIAMM, impresa italiana leader nella produzione di batterie. Realizzato presso Almisano [VC] nel 2011 da FIAMM in collaborazione con Terni Energia, Elettronica Santerno, Galileia e Prosoft, si tratta della prima «isola energetica» a livello europeo, per la produzione e l'immagazzinamento di energia da fotovoltaico, grazie all'impiego di batterie Na/NiCl per una potenza complessiva di 181 kW e capacità di immagazzinamento di 130 kWh.*

Solo di recente si è assistito ad un **primo interesse verso l'adozione di sistemi di storage di maggiore taglia**, dipendente dal tipo di applicazione prevista, ossia nella rete di trasmissione.

*Il gestore della rete di trasmissione ha indetto nel 2011 un bando di gara per la realizzazione di accumuli elettrochimici di potenza nominale complessiva pari a 130 MW, equivalenti a circa 800 MWh di energia rilasciata [i cui esiti non sono ancora stati comunicati].*



- » Esistono delle **forti interazioni tra l'adozione e l'uso di diverse soluzioni «smart»**, che suggeriscono l'importanza di un approccio sistemico al problema della transizione verso un modello intelligente di sistema elettrico:
  - In alcuni casi l'adozione di una soluzione richiede la contemporanea disponibilità di un'altra soluzione, legate quindi da una **relazione di complementarità**: è il caso del *Demand Response Management System* con lo *smart inverter*, l'AMI, il *Transmission e Distribution Layer System*.
  - In altri casi, invece, esiste un **rapporto di sostituzione**, per cui la diffusione di una soluzione «smart» riduce il potenziale di diffusione di un'altra soluzione: è il caso dei *Transmission Layer System* e dei sistemi di *storage*, che riducono l'instabilità della rete dovuta alla presenza degli impianti FER non programmabili.
  
- » Misure finalizzate a promuovere la diffusione della Smart Grid dovrebbero considerare la dimensione **«sistemica» del problema**, ed essere finalizzate ad incentivare la sperimentazione di integrazioni di soluzioni esistenti (ad esempio nell'ambito dei progetti pilota), piuttosto che l'adozione di soluzioni singole, a valle della definizione di protocolli di comunicazione standard.

- » La maggior parte delle tecnologie alla base delle soluzioni «smart» sono commercialmente **disponibili e mature, anche se non standardizzate**. Questo comporta la necessità di una forte personalizzazione sulle esigenze del cliente e quindi **un'elevata incertezza sui tempi e costi di fornitura**, oltre che sull'integrabilità delle diverse soluzioni.
  
- » Gli operatori attivi nella fornitura di soluzioni «smart» si possono dividere in:
  - **Grandi player attivi nei comparti dell'ingegneria, della meccanica e dell'automazione**, che facendo leva sull'ampia base di competenze sono in prima fila nella fornitura di sistemi di ottimizzazione *asset*, sistemi di controllo automazione e sensoristica e DRMS.
  - **Player specialistici** con una forte base di competenze in ambiti disciplinari particolarmente interessati dalla diffusione delle soluzioni «smart», in particolare *smart inverter*, *Home Management System* ed AMI.





# Il mercato italiano:

Driver, scenari e stima del potenziale

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE  
MIP

Main Partner



Partner





## Il potenziale di diffusione delle soluzioni «smart»

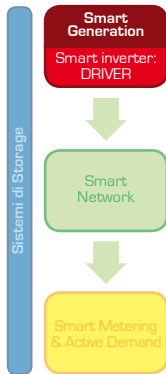


Individuate le soluzioni tecnologiche che abilitano il paradigma «Smart Grid», l'obiettivo di questa sezione è di fornire **una stima del potenziale di diffusione di tali soluzioni in Italia al 2020**.

A tal fine:

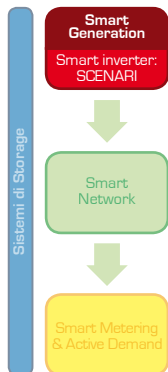
- » Sono stati individuati, grazie anche al confronto con gli operatori del settore, **i principali driver che possono favorire** (o specularmente rappresentare una barriera) **la diffusione delle diverse soluzioni**.  
Per semplicità di trattazione si sono raggruppati questi driver in tre categorie:
  - Quelli che hanno a che vedere con l'**evoluzione attesa della normativa**.
  - Quelli che riguardano la **disponibilità** (corrente e attesa) **delle diverse soluzioni e le funzionalità offerte**, ovvero in altre parole lo **stato dell'arte della tecnologia**.
  - Quelli connessi alle **peculiarità (capacità di investimento e "attitudini") dei diversi attori del "sistema" elettrico** cui una specifica soluzione è dedicata, in altre parole del loro **business model**.
- » Sono stati definiti - come combinazione attesa dei diversi driver visti prima - **scenari di diffusione** rispetto ai quali si è valutato:
  - Il **potenziale "operativo" di diffusione delle diverse soluzioni**.
  - La **"forchetta" di investimenti generati dall'adozione delle diverse soluzioni**.

Per semplicità di trattazione, il potenziale di ciascuna soluzione è calcolato ignorando l'eventuale effetto di sostituzione tra diverse soluzioni precedentemente richiamato. Solo in taluni casi, opportunamente dichiarati, il vincolo di complementarità è stato invece esplicitamente tenuto in considerazione.



NORMATIVA	TECNOLOGIA	BUSINESS MODEL
<p>A partire dal Luglio 2012, con l'effettiva entrata in vigore della <b>norma tecnica CEI 0-21</b>, è <b>obbligatoria l'adozione dello smart inverter per tutti gli impianti da fonte rinnovabile connessi alle reti in Bassa Tensione.</b></p> <p>E' inoltre possibile prospettare la <b>revisione per analogia della norma tecnica CEI 0-16</b>, che regola le connessioni alle <b>reti in Media ed Alta Tensione.</b></p>	<p>La tecnologia degli smart inverter <b>attualmente disponibile</b> appare <b>adeguata</b> a rispondere ai requisiti prestazionali identificati dalla nuova norma tecnica.</p>	<p>I principali produttori di inverter hanno già tali <b>prodotti disponibili sul mercato.</b></p> <p><b>Per i titolari di impianto si tratta invece di un extracosto di investimento che non ha contropartite</b> (a normativa corrente) <b>sui flussi di ritorno dell'investimento.</b></p>

	RATIFICA CEI 0-21	RATIFICA CEI 0-21+ REVISIONE CEI 0-16
NON-RETROATTIVITÀ	scenario 1	scenario 2
RETROATTIVITÀ	scenario 3	scenario 4



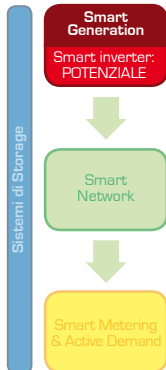
Come ragionevole combinazione dei precedenti driver è possibile identificare **4 scenari** tenendo conto che l'evoluzione normativa identificata potrebbe essere declinata ulteriormente se si considera la possibilità o meno che abbia valore retroattivo (sugli impianti già connessi all'atto dell'entrata in vigore).

**Gli scenari che prevedono la revisione della CEI 0-16 (2 e 4)** rappresentano, anche a detta degli operatori, quelli caratterizzati da maggior probabilità d'accadimento, se si considera che:

- » **Il Quarto Conto Energia**, nel definire i servizi e le protezioni «smart» richiesti agli inverter installati in impianti fotovoltaici che entrano in esercizio successivamente al 31 dicembre 2012 (di cui la CEI 0-21 rappresenta la "traduzione tecnica") **non distingue tra Alta, Media o Bassa tensione.**
- » Circa il **75% degli impianti FER** (in termini di energia immessa in rete) **sono connessi in media tensione.**

Sulla possibile retroattività gli operatori intervistati non si sbilanciano pur considerandola un'eventualità non remota.

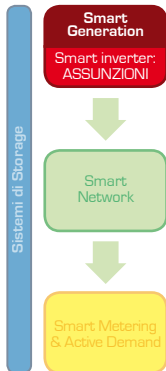
POTENZIALE	SCENARIO 1	SCENARIO 2	SCENARIO 3	SCENARIO 4
MW FER installati	3.100	10.700	6.750	24.550
Mln €	550 ÷ 600	1.900 ÷ 2.150	1.200 ÷ 1.350	4.400 ÷ 4.900



Si può notare come anche nello scenario meno favorevole gli *smart inverter* abbiano un potenziale ragguardevole e siano quindi in ogni caso destinati a giocare un ruolo rilevante nella Smart Grid italiana.

Vi è tuttavia **una distanza molto significativa fra gli scenari “estremi” ovvero l’1 ed il 4, che hanno fra di loro un rapporto di 1 a 7 per quanto riguarda l’installato potenziale.**

Appare evidente quindi che - fino a quando non sarà possibile identificare con ragionevole certezza lo scenario di riferimento - **gli operatori saranno tentati di “restare alla finestra”, giocando sulla disponibilità di soluzioni tecnologiche “a scaffale” e ritardando gli investimenti “commerciali” nel nostro Paese.**

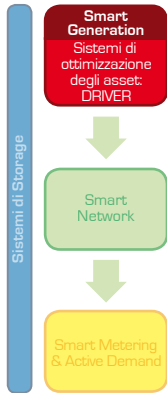


Per la stima del potenziale associato ai diversi scenari si è assunto che:

- La revisione della CEI 0-16 impatterebbe sull'installato fotovoltaico ed eolico in media tensione. L'installato fotovoltaico ed eolico in alta tensione non è considerato nella stima del potenziale, dal momento che il gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (Terna) ha stabilito, attraverso il Codice di rete, le modalità di connessione degli impianti.

I valori numerici alla base della stima degli scenari sono:

- Stima potenza fotovoltaica installata in BT in Italia al giugno 2012: 3.650 MW.
- Stima potenza fotovoltaica installata in BT in Italia tra il luglio 2012 ed il 2020: 3.100 MW.
- Stima potenza fotovoltaica installata in MT in Italia al giugno 2012: 9.700 MW.
- Stima potenza fotovoltaica installata in Italia in MT tra il luglio 2012 ed il 2020: 7.000 MW.
- Stima potenza eolica installata in MT in Italia al giugno 2012: 500 MW.
- Stima potenza eolica installata in MT in Italia tra il luglio 2012 ed il 2020: 600 MW.
- Prezzo medio smart inverter: si è considerato il prezzo medio tendenziale al 2020 degli inverter tradizionali con un'opportuna maggiorazione che tenga conto delle nuove componenti differenziali.



### NORMATIVA

L'unica norma a fare da riferimento è la delibera ARG/elt 5/10 che promuove il miglioramento delle previsioni di produzione per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di potenza superiore a 10 MW, attraverso un Corrispettivo (incentivo) di Corretta Previsione.

L'obbligo di dispacciamento della energia prodotta da fonti rinnovabili (ARG/elt 111/06) agisce da «disincentivo» alla programmabilità.

Si è attivata tuttavia una discussione (DCO 35/12) in merito alla introduzione di «oneri di sbilanciamento» a carico dei titolari di impianti FER non programmabili, che dovrebbe modificare significativamente la situazione attuale

### TECNOLOGIA

Il sistema di ottimizzazione degli asset non presenta elevate barriere tecnologiche all'adozione, in quanto l'integrazione degli apparati hardware (sensoristica) con l'applicativo software non rappresenta un'attività critica per gli operatori che offrono questo tipo di soluzione.

Tuttavia è caratterizzata da un elevato livello di customizzazione ed è quindi difficile una stima a priori dei costi di adozione.

### BUSINESS MODEL

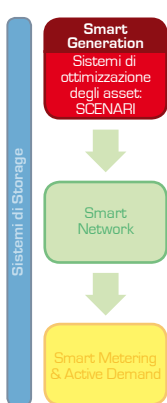
I principali operatori sul mercato offrono la progettazione personalizzata di tali soluzioni.

Sono in atto acquisizioni e partnership al fine di aumentare il valore per il cliente, attraverso un'offerta «end to end».

Per le utility di generazione questo tipo di sistemi presentano un elevato grado d'incertezza a causa della difficile stima dell'investimento necessario, ma i benefit ad esso associati potrebbero essere interessanti (anche a normativa corrente).

## Sistemi di ottimizzazione degli asset:

Scenari



Come ragionevole combinazione dei precedenti driver è possibile identificare **2 scenari relativi all'introduzione o meno di oneri di sbilanciamento.**

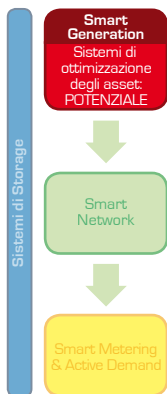
**INTRODUZIONE ONERI DI  
SBILANCIAMENTO**

SI	NO
Scenario 1	Scenario 2

**E' interessante sottolineare come lo scenario di "non introduzione degli oneri" coincida con la "non diffusione",** non sussistendo infatti altrimenti i requisiti tecnologici ed economici per rendere (nell'orizzonte di previsione) adottabile questa soluzione.

**È possibile però attribuire una buona probabilità di accadimento allo scenario 1,** considerando che **l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha espresso il proprio interesse** in materia di dispacciamento dichiarando, nel DCO 35/12, che sarà oggetto di successivi provvedimenti nel corso del 2012.

# Sistemi di ottimizzazione degli asset: Potenziale



POTENZIALE	SCENARIO 1	SCENARIO 2
MW gestiti (MW FER gestiti)	60.000 (5.000)	0
Mln €	400 ÷ 600	-

E' opportuno precisare che - **anche nel caso favorevole** - gli operatori intervistati sono tutti d'accordo nel ritenere che **una prima diffusione dei sistemi di ottimizzazione degli asset si avrà solo intorno al 2020**, quando il parco impianti delle maggiori utility di generazione evolverà verso una maggiore quota di "rinnovabili". **Il valore soglia per considerare ragionevole l'adozione di questi sistemi è nell'ordine dell'8-10% di produzione elettrica della singola utility derivante da fonti rinnovabili.**

Negli ultimi cinque anni si è assistito ad un aumento di solo l'1% dell'incidenza delle fonti rinnovabili non programmabili sulla capacità di generazione delle principali *utility* del nostro Paese, portando a circa il 4,5% la media attuale.



# Sistemi di ottimizzazione degli asset: Assunzioni



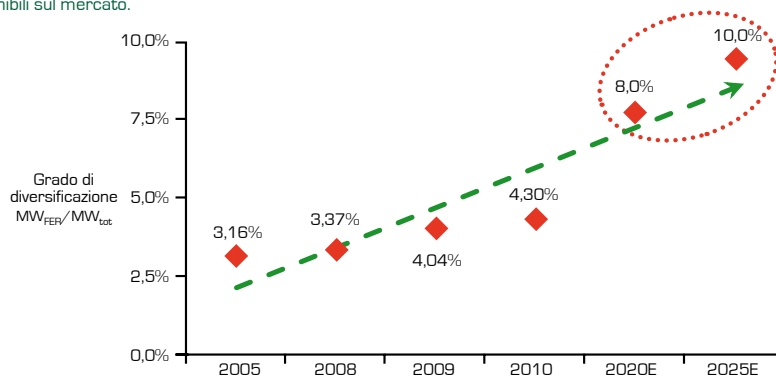
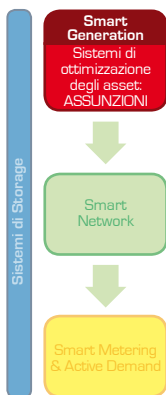
Per la stima del potenziale associato ai diversi scenari si è assunto che:

- La fattibilità economica dell'adozione di questa soluzione dipende dalla dimensione del soggetto produttore.
- La capacità previsionale della produzione è maggiormente critica per i produttori che presentano un portafoglio di impianti diversificato, con rilevante presenza di impianti FER non programmabili.

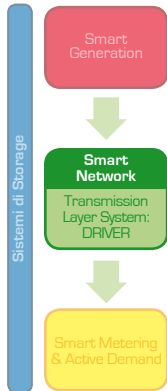
Pertanto sono state analizzate le principali utility di generazione operanti in Italia, escludendo quelle caratterizzate da una quota di capacità produttiva di rinnovabile non programmabile rispetto alla capacità totale minima o nulla.

- Si è considerata come «proxy» della necessità da parte delle utility di produzione di dotarsi di un sistema di ottimizzazione degli asset un grado di diversificazione del portafoglio impianti ( $MW_{FER}/MW_{tot}$ ) di circa l'8-10%.
- Si è ipotizzato un'evoluzione lineare del grado di diversificazione del portafoglio impianti delle utility di generazione oggetto d'analisi.

Per la stima del valore economico di tale sistema si sono considerati per analogia sistemi di simile complessità attualmente disponibili sul mercato.

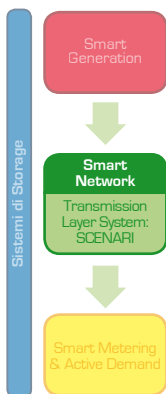


# Transmission Layer System: Driver



NORMATIVA	TECNOLOGIA	BUSINESS MODEL
<p>La norma che fa da riferimento per la stabilità e sicurezza della rete di trasmissione è il Grid Code di Terna; la delibera <b>ARG/elt 341/07</b>, istituita nel <b>Dicembre 2007</b> ed aggiornata con <b>provvedimenti successivi</b>, stabilisce gli indicatori per la valutazione della qualità del servizio.</p>	<p>La presenza di Transmission Layer System «evoluti» è una delle alternative all'incremento di linee o all'adozione di sistemi di storage (si veda la precedente sezione del Rapporto dedicata all'offerta) per garantire la stabilità e la sicurezza della rete di trasmissione.</p> <p>La più volte citata diffusione di impianti di produzione da fonti rinnovabili (e soprattutto di impianti eolici connessi in AT – circa il 95% del totale) <b>rafforza la necessità di interventi in tal senso.</b></p>	<p>I principali operatori sul mercato stanno evolvendo la loro offerta, in virtù della crescente necessità di presidiare i «punti nevralgici» della rete (parchi eolici e cabine primarie).</p> <p>La realizzazione di investimenti infrastrutturali in nuove linee rappresenta una possibilità non percorribile nel breve periodo, a causa soprattutto dei tempi di esecuzione estremamente ampi, oltre che dell'ammontare dell'investimento necessario.</p>

# Transmission Layer System: Scenari



Come ragionevole combinazione dei precedenti driver è possibile identificare **2 scenari relativi all'evoluzione della potenza da fonti rinnovabili installata in Italia**, se si considera la possibilità o meno che raggiunga le stime previste.

**DIFFUSIONE FER  
«OTTIMISTICA»**

**DIFFUSIONE FER  
«PESSIMISTICA»**

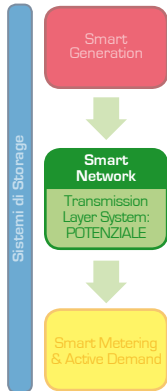
Scenario 1

Scenario 2

È interessante sottolineare come anche lo scenario di «Diffusione FER pessimistica» (ovvero con un totale installato di circa 14.000 MW da qui al 2020, di cui circa 10.000 MW connesso in Alta Tensione) non comporti la mancata adozione di tali soluzioni.

Nonostante le modifiche normative che hanno interessato di recente il settore delle rinnovabili, **gli operatori sono comunque fiduciosi circa la possibilità che entro il 2020 le installazioni raggiungano comunque un livello prossimo ai 20.000 MW**, corrispondenti quindi alla diffusione «ottimistica» affrontata nello Scenario 1.

# Transmission Layer System: Potenziale

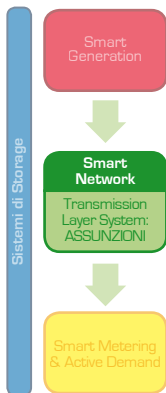


POTENZIALE	SCENARIO 1	SCENARIO 2
EMS	Non differenziale	Non differenziale
SCADA MW impianti eolici monitorati (MW zone critiche)	15.200 (1.500)	10.600 (1.100)
SCS n° cabine primarie	210	145
MIn €	150 ÷ 250	100 ÷ 150

Si può notare come **anche nello scenario meno favorevole i Transmission Layer System «evoluti» abbiano un potenziale interessante**, giustificato comunque dalla crescente complessità che anche una diffusione più lenta delle FER comporterebbe.

Le differenze fra i due scenari non sono tuttavia così significative, rendendo **l'adozione diffusa dei Transmission Layer System una ragionevole certezza su cui stanno lavorando gli operatori del settore**

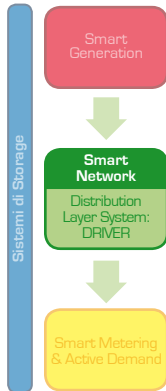
# Transmission Layer System: Assunzioni



Per la stima del potenziale associato ai diversi scenari si è assunto che:

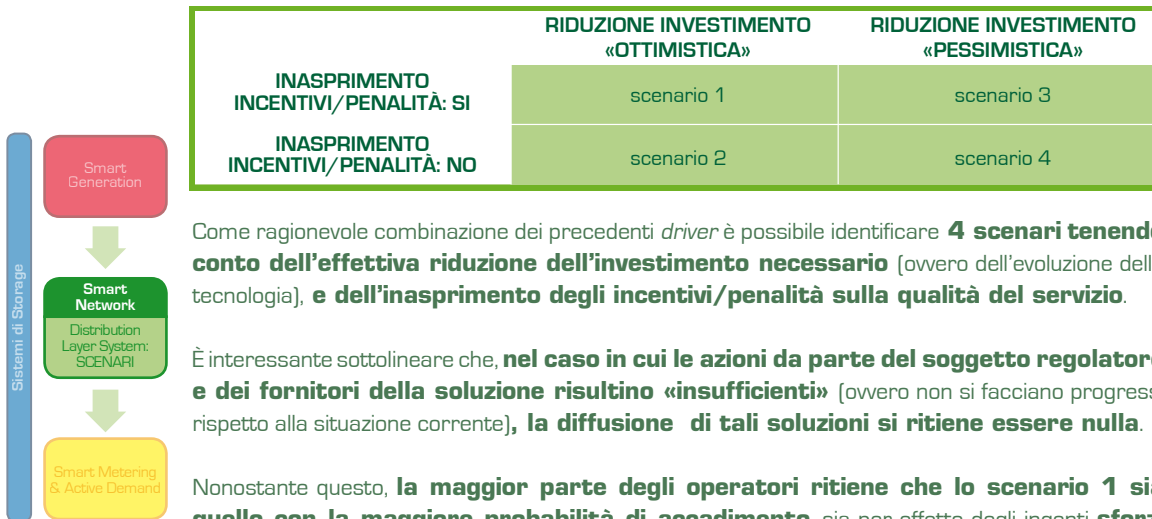
- I "punti nevralgici" che potrebbero essere oggetto dell'installazione di Transmission Layer System "evoluti" sono considerati i parchi eolici connessi in Alta Tensione e le cabine primarie di pertinenza del gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, ove assumerà sempre maggior rilevanza il fenomeno dell'«inversione di flusso», dovuto all'incremento della Generazione Distribuita in Media e Bassa Tensione.
- Sono state considerate come «zone critiche» le porzioni di rete nelle provincie di Foggia, Benevento, Avellino, Barletta-Andria-Trani e Salerno, su cui si sono concentrati i distacchi degli impianti eolici impartiti da Terna (Mancata Produzione Eolica pari a 470 GWh nel corso del 2010).
- Il rapporto tra installato totale ed installato nelle zone critiche si mantiene costante (10%).
- Il rapporto tra installato totale ed installato connesso in Alta Tensione si mantiene costante (95%).
- La dimensione media di un parco eolico si mantiene costante (≈20MW).
- Si considera l'adozione di un «pacchetto» SCADA per ciascun impianto eolico, il cui prezzo può essere stimato fra i 150.000 e i 200.000 €, considerando un costo medio dei sistemi «tradizionali» che oggi si aggira intorno ai 100.000 €.
- L'incremento del numero delle cabine primarie di pertinenza del TSO tra il 2012 ed il 2020 segue il trend lineare riscontrato tra il 2000 ed il 2010 (cabine di raccolta).
- Il numero di cabine primarie di pertinenza del gestore della RTN al Dicembre 2011: 149. (Fonte:AEEG).
- La stima del numero di cabine primarie al 2020: 210 (cabine di raccolta).
- Per le stime sulla potenza eolica si faccia riferimento alla sezione dedicata allo smart inverter.
- Lo scenario ottimistico è basato sulle attese degli operatori, in termini di dinamica dell'installato eolico e fotovoltaico. Viceversa, lo scenario pessimistico prende come riferimento i pareri degli operatori più "prudenti", che si discostano di circa il 30% rispetto al valore "ottimistico".

# Distribution Layer System: Driver



NORMATIVA	TECNOLOGIA	BUSINESS MODEL
<p>L'incentivo/penalità sulla qualità del servizio di distribuzione (in base all'effettiva performance registrata rispetto alle soglie di riferimento prefissate), istituito nel Dicembre 2007 con la Delibera ARG/elt 333/07 (aggiornata nel Dicembre 2011), non è ad oggi considerato comunque sufficiente dagli operatori per giustificare l'adozione di soluzioni «smart» in questo ambito.</p>	<p>La criticità più rilevante consiste nella replicabilità della tecnologia su scala differente: i sistemi SCADA che oggi coprono gran parte della rete di trasmissione (circa 150 cabine primarie), presentano un costo d'investimento unitario stimabile in oltre 100.000 €, insostenibile per i gestori delle reti di distribuzione, considerando sia la loro capacità d'investimento che la capillarità della rete da coprire (la lunghezza complessiva delle reti di distribuzione è circa 15 volte quella delle reti di trasmissione, le cabine primarie sono circa 2.000 e le secondarie circa 450.000). Non sono ancora stati sviluppati, sebbene in fase di ricerca, sistemi SCADA "modulari" adattabili alle peculiarità dei gestori delle reti di distribuzione.</p>	<p>I principali fornitori di soluzioni tecnologiche «smart», che offrono anche i Transmission Layer System, stanno focalizzando la loro attenzione su questo settore, che ritengono comunque molto promettente.</p>

# Distribution Layer System: Scenari

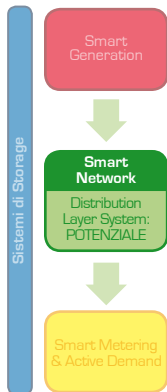


Come ragionevole combinazione dei precedenti *driver* è possibile identificare **4 scenari tenendo conto dell'effettiva riduzione dell'investimento necessario** (ovvero dell'evoluzione della tecnologia), **e dell'inasprimento degli incentivi/penalità sulla qualità del servizio.**

È interessante sottolineare che, **nel caso in cui le azioni da parte del soggetto regolatore e dei fornitori della soluzione risultino «insufficienti»** (ovvero non si facciano progressi rispetto alla situazione corrente), **la diffusione di tali soluzioni si ritiene essere nulla.**

Nonostante questo, **la maggior parte degli operatori ritiene che lo scenario 1 sia quello con la maggiore probabilità di accadimento**, sia per effetto degli ingenti **sforzi di ricerca riscontrati tra i diversi fornitori di tecnologie**, sia per la **diffusione di impianti da fonti rinnovabili in Bassa e Media Tensione**, che dovrebbe "convincere" il regolatore a intervenire.

# Distribution Layer System: Potenziale



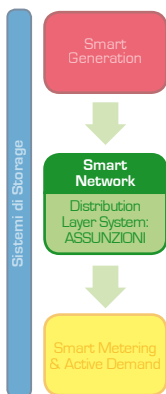
POTENZIALE	SCENARIO 1	SCENARIO 2	SCENARIO 3	SCENARIO 4
<b>DMS</b> N° applicativi SW (Energia veicolata in TWh)	143 (43 TWh)	8 (33 TWh)	3 (25 TWh)	0
<b>DTU</b> Km di rete monitorati	1.200.000	1.180.000	1.150.000	0
Mln €	4.700 ÷ 7.000	4.600 ÷ 6.900	5.000 ÷ 8.000	-

È interessante sottolineare che **il potenziale dei vari scenari è influenzato in maniera preminente dall'inclusione o meno della quota parte riferibile al principale DSO italiano**, che gestisce oltre il 90% delle linee in Media e Bassa Tensione ed oltre l'85% dell'energia complessivamente veicolata.

**La riduzione «pessimistica» dell'investimento** (scenario 3), se si considera anche il potenziale del principale DSO italiano (che, come discusso nella sezione del Rapporto dedicata all'offerta, ha in atto un progetto di progressiva adozione del DMS, su cui non si hanno informazioni in merito alla copertura della rete tramite DTU), **porta ad un potenziale «paradossalmente» superiore rispetto all'adozione della soluzione da parte di tutti i DSO**, che tuttavia richiederebbe una riduzione più marcata del costo della soluzione.

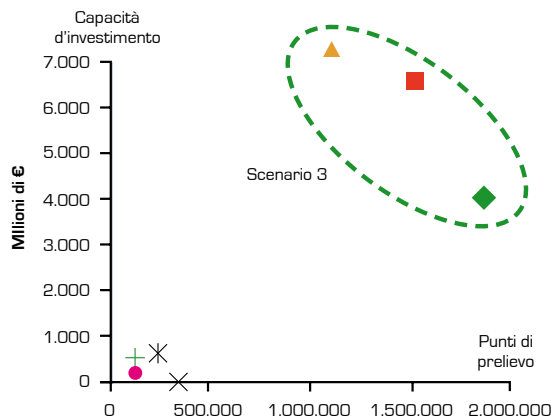


# Distribution Layer System: Assunzioni



Per la stima del potenziale associato ai diversi scenari si è assunto che:

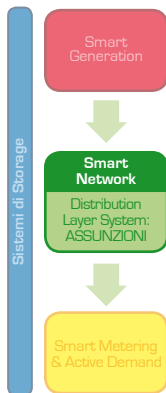
- Per lo scenario 1 si è considerato un interesse verso la soluzione da parte di tutti i gestori delle reti di distribuzione italiani [\*].
- Per lo scenario 2 si è considerato un interesse verso la soluzione da parte dei «principali gestori delle reti di distribuzione italiani» [fonte: AEEG 2011].
- Per lo scenario 3 si è considerato un interesse verso la soluzione di un cluster dei «principali gestori delle reti di distribuzione italiani» caratterizzati da una maggiore capacità di investimento (di cui si è considerata come proxy il fatturato) e dalla maggiore «complessità di gestione» della rete (di cui si è considerata come proxy il numero dei punti di prelievo).
  - Si ipotizza che sussista una relazione uno a uno fra il numero di gestori delle reti di distribuzione e il numero di applicativi software ad essi necessari.
  - Si assume invariante al 2020 l'estensione della rete di distribuzione.
  - I dati per le stime del potenziale di diversi scenari provengono dalle banche dati dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.
  - [\*] Come espresso nella sezione del Rapporto dedicata all'offerta di tale soluzione, il principale DSO italiano ha in corso un progetto che prevede la progressiva copertura della sua rete di competenza. Si è quindi ipotizzato che al 2020 l'applicativo software sarà già completamente implementato, mentre sulle componenti hardware, non avendo a disposizione informazioni significative, per ciascuno scenario si è valutato il potenziale anche al netto del principale DSO.



[segue]

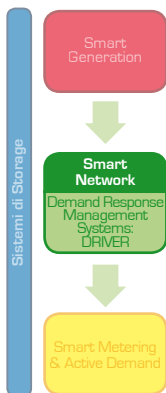
Per la stima del valore economico associato ai diversi scenari:

- Si assume che i DTU siano applicati presso le cabine secondarie (MT/BT) delle reti di distribuzione, stimate complessivamente in 470.000 (470.000 per lo scenario 1, 460.000 per lo scenario 2, 430.000 per lo scenario 3), di cui circa 420.000 di pertinenza del principale DSO italiano.
- Si usa come proxy il costo dei DTU (tecnologicamente analoghi agli SCADA), correggendo tale valore per eccesso per tener conto dell'impatto del DMS, che rappresenta la parte *software* del *Distribution Layer System*.
- La riduzione dell'investimento "ottimistica" (costo di un DTU) è stimata pari all' 80-90% degli attuali SCADA, il cui costo d'investimento unitario si aggira sui 100.000 €.
- La riduzione dell'investimento "pessimistica" (costo di un DTU) è stimata pari al 70-80% degli attuali SCADA, il cui costo d'investimento unitario si aggira sui 100.000 €.



## Demand Response Management Systems (DRMS):

Driver



## NORMATIVA

Ad oggi non esiste una normativa che favorisca l'adozione diretta da parte dei vari gestori delle reti di distribuzione di questa soluzione, soprattutto **non esiste alcun obbligo di fornire una previsione dei carichi che insistono sulla rete di competenza.**

L'esistenza di un incentivo/penalità sulla qualità del servizio di distribuzione, istituito con la Delibera ARG/el. 333/07, **non è tuttavia considerato sufficiente dagli operatori** per giustificare l'adozione della soluzione.

## TECNOLOGIA

La tecnologia è disponibile ma la sua adozione – trattandosi di un meccanismo di interfaccia – è strettamente condizionata alla diffusione di altre soluzioni “smart”, quali in particolare smart inverter, AMI e sistemi di controllo, automazione e sensoristica.

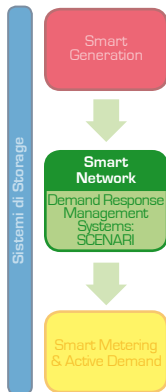
## BUSINESS MODEL

I principali operatori di mercato, che peraltro offrono sistemi di controllo, automazione e sensoristica, stanno ampliando le proprie competenze con l'obiettivo di configurare un'offerta completa.

I gestori delle reti di distribuzione, al contrario, non manifestano particolare interesse all'adozione considerando l'attuale assetto normativo e la limitata diffusione delle altre soluzioni «smart».

# Demand Response Management Systems (DRMS):

Scenari



Come ragionevole combinazione dei precedenti driver è possibile identificare **2 scenari relativi alla diffusione o meno delle soluzioni «smart» con cui il DRMS si interfaccia** (*smart inverter, AMI, Transmission e Distribution Layer System*).

## DIFFUSIONE SOLUZIONI

SI	NO
Scenario 1	Scenario 2

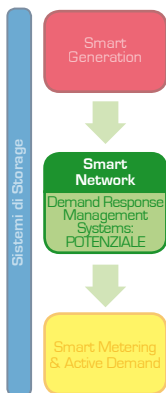
È interessante sottolineare come, in caso di mancata penetrazione (parziale o totale) delle altre soluzioni «smart» ed in particolare smart inverter, AMI e sistemi di controllo, automazione e sensoristica (scenario 2), la diffusione del DRMS risulterebbe pressoché nulla. **In sostanza, la probabilità di adozione di tale soluzione «sconta» le criticità che influenzano il potenziale delle altre soluzioni «abilitanti».**

Anche nel caso di diffusione delle soluzioni abilitanti, **l'interesse di ciascun DSO a dotarsi di tale soluzione può essere misurato in funzione della complessità di previsione dei carichi**, determinata dal numero di punti di contatto «smart» che insistono sulla rete.

# Demand Response Management Systems (DRMS): Potenziale



POTENZIALE	SCENARIO 1	SCENARIO 2
N° di applicativi SW (MW di impianti FER connessi) (punti di prelievo)	8 (23.600) (35.500.000)	0
Mln €	1,5 ÷ 3	-



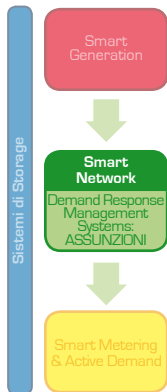
**È interessante notare che lo scenario 1 comprende i DSO caratterizzati da un elevato grado di complessità di previsione dei carichi**, data la mole di informazioni provenienti dalle soluzioni «smart» che insistono sulle rispettive reti.

Pertanto questo scenario, corrispondente ad un volume d'affari di entità modesta, fino a 3 Mln €, rappresenta quello a cui è associata una maggiore probabilità di accadimento; viceversa, l'adozione di questa soluzione da parte dei DSO "minori", che devono fronteggiare una ridotta complessità previsionale, appare poco probabile.

Si sottolinea che lo scenario 1 vede al suo interno la presenza di un cluster di DSO (pari a tre) che deve far fronte ad un grado di complessità notevolmente superiore a quello degli altri gestori, **che quindi saranno i primi ad essere fortemente interessati all'adozione della soluzione**, per un investimento stimato nell'ordine dei 2 Mln €.

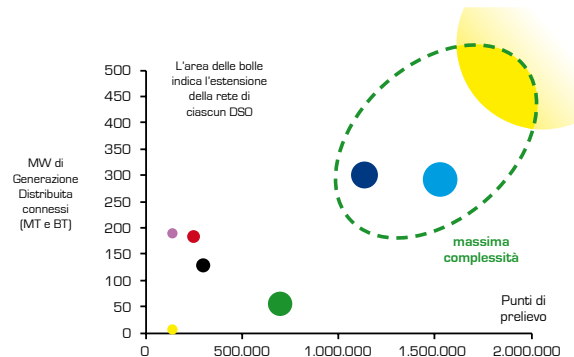
# Demand Response Management Systems (DRMS):

Assunzioni



Per la stima del potenziale associato ai diversi scenari si è assunto che:

- Per punti di contatto «smart» si intendono:
  - il numero di prelievo dotati di uno smart meter che insistono sulla rete di ciascun DSO.
  - il numero di impianti FER non programmabili dotati di uno smart inverter che insistono sulla rete di ciascun DSO.
  - L'estensione della rete di ciascun DSO gestita dal Distribution Layer System.
- Il numero di punti di prelievo al 2020 si mantenga costante al valore attuale.
- Si assume invariante al 2020 l'estensione della rete di distribuzione.
- La ripartizione percentuale degli impianti FER non programmabili installati da qui al 2020 sulle diverse reti di distribuzione si mantenga invariata rispetto all'attuale.
- Per le stime sulla potenza fotovoltaica ed eolica installate si faccia riferimento alla sezione dedicata allo smart inverter.
- Si ipotizza che sussista una relazione uno a uno fra il numero di gestori delle reti di distribuzione e il numero di applicativi software [DRMS] ad essi necessari.
- Il costo di un applicativo DRMS è stimato per analogia con sistemi di simile complessità: in base alla mole di dati da gestire, si stima un costo tra i 400.000 ed i 600.000 per i sistemi che devono gestire un'elevata complessità (mole di dati), , tra gli 80.000 ed i 150.000 per sistemi che devono gestire una modesta complessità.

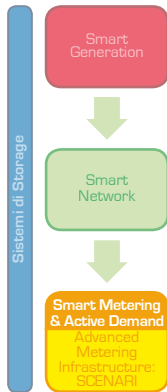


## Advanced Metering Infrastructure (AMI):

Driver



# Advanced Metering Infrastructure (AMI): Scenari



Come ragionevole combinazione dei precedenti driver è possibile identificare **2 scenari, relativi alla diffusione o meno tra i gestori delle reti di distribuzione italiani del DRMS con cui l'AMI si interfaccia.**

DIFFUSIONE DRMS	
SI	NO
Scenario 1	Scenario 2

È interessante sottolineare come, **in caso di mancata adozione del DRMS da parte di un DSO, l'aggiornamento dell'attuale AMI non sarebbe giustificato**, pertanto il potenziale di tale soluzione risulterebbe nullo.

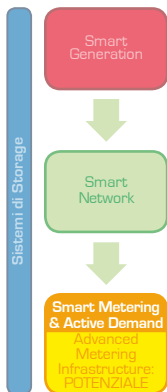
**L'interesse di ciascun DSO verso la soluzione può essere pertanto misurato in funzione della complessità di previsione dei carichi**, da cui [come precedentemente discusso] deriva la necessità di dotarsi di un DRMS.



# Advanced Metering Infrastructure (AMI): Potenziale



POTENZIALE	SCENARIO 1	SCENARIO 2
N° di smart meter "evoluti"	(35.500.000)	0
Mln €	1.800 ÷ 2.500	-

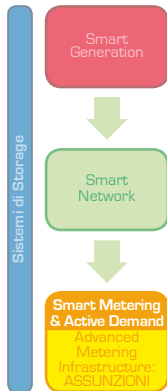


È interessante sottolineare che **lo scenario 1 comprende la ristretta cerchia di DSO (otto) caratterizzati da un elevato grado di complessità di previsione dei carichi**, per i quali, come discusso in precedenza, risulta pertanto maggiore la probabilità di implementazione del DRMS.

**Il volume d'affari potenziale che si viene a determinare è nell'ordine dei 2 Mld €, corrispondente ad oltre 35 milioni di smart meter che potranno essere oggetto di "evoluzione".**

Viceversa, **l'adozione di questa soluzione da parte dei DSO che devono fronteggiare una ridotta complessità previsionale appare poco probabile**, e peraltro rappresenterebbe un volume d'affari residuale (nell'ordine dei 100 Mln €) rispetto a quanto stimato per lo scenario 1.

# Advanced Metering Infrastructure (AMI): Assunzioni

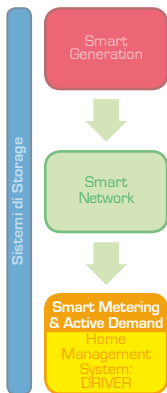


Per la stima del potenziale associato ai diversi scenari si è assunto che:

- Per ragioni di semplicità, la possibilità di fornire al cliente servizi a valore aggiunto, pur essendo un driver rilevante per i DSO, non rappresenta un fattore differenziale che determina un diverso interesse verso l'upgrading della soluzione.
- Per le assunzioni alla base del calcolo, si faccia riferimento alla sezione Demand Response Management System.
- Per la stima del valore unitario di ciascuno smart meter «evoluto» si è preso come:
  - Limite inferiore: costo stimato da Enel Distribuzione per ciascun dispositivo realizzato per il progetto «Smart Info», pari a circa 50 €.
  - Limite superiore: costo totale registrato da Enel Distribuzione per il progetto «Telegestore» ripartito fra i circa 32.000.000 di smart meter installati (circa 70 €).

## Home Management System:

Driver



## NORMATIVA

Ad oggi **non esiste una normativa che promuova l'adozione diretta di questa soluzione** da parte dei consumatori finali.

L'entrata in vigore, a **partire dal 1° Luglio 2010, della tariffa bioraria (ARG/elt 22/10), con una differenza tra le fasce ridotta (intorno al 10% fino al 2011), permette inoltre ai consumatori che adottano un comportamento "virtuoso" di conseguire solo modesti risparmi** (come mostrato nella sezione del Rapporto dedicata all'offerta), non sufficienti a giustificare l'adozione della soluzione.

## TECNOLOGIA

La tecnologia è disponibile, ma l'abilitazione della comunicazione fra sistema elettrico e Home Management System presuppone la presenza presso le utenze di un AMI "evoluto".

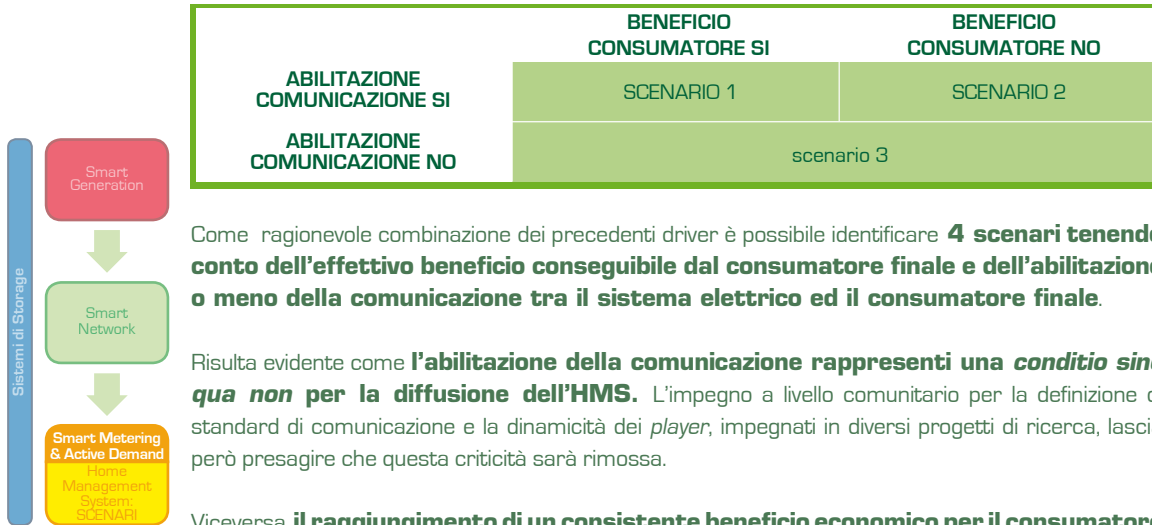
Inoltre, risulta necessaria la definizione di standard di comunicazione, su cui si sta lavorando a livello comunitario (Mandate 441 e 490, aventi l'obiettivo di stabilire standard di comunicazione europei fra infrastrutture di comunicazione ed applicazioni di ciascuna fase del sistema elettrico, con particolare focus sull'utenza), al fine di ottenere i primi risultati entro il 2012.

## BUSINESS MODEL

Gli elettrodomestici intelligenti ed il relativo software di gestione ad essi integrato sono disponibili nel portafoglio dei principali operatori del settore, ma con un costo in media superiore del 20-30% rispetto ai «tradizionali».

Il consumatore finale alle condizioni attuali non percepisce un vantaggio economico che giustifichi l'investimento in tale soluzione, in termini di risparmio sulla bolletta elettrica.

# Home Management System: Scenari

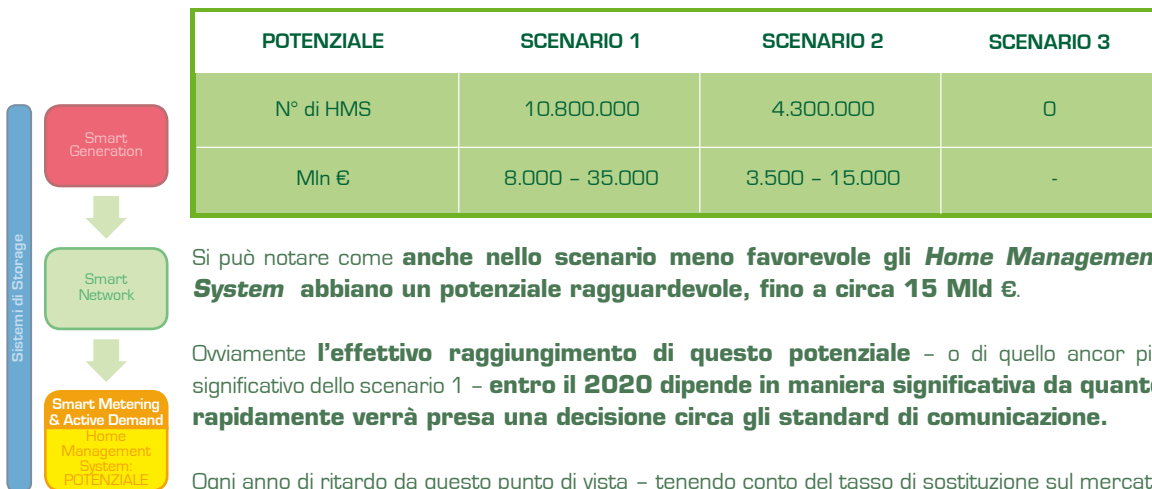


Come ragionevole combinazione dei precedenti driver è possibile identificare **4 scenari tenendo conto dell'effettivo beneficio conseguibile dal consumatore finale e dell'abilitazione o meno della comunicazione tra il sistema elettrico ed il consumatore finale.**

Risulta evidente come **l'abilitazione della comunicazione rappresenti una *conditio sine qua non* per la diffusione dell'HMS.** L'impegno a livello comunitario per la definizione di standard di comunicazione e la dinamicità dei *player*, impegnati in diversi progetti di ricerca, lascia però presagire che questa criticità sarà rimossa.

Viceversa, **il raggiungimento di un consistente beneficio economico per il consumatore dipende dalla presenza o meno di tariffe biorarie o multi-orarie maggiormente premianti,** "abilitate" da uno smart meter in grado di gestirle, sulla cui effettiva diffusione permane qualche perplessità.

# Home Management System: Potenziale

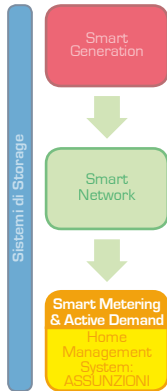


Si può notare come **anche nello scenario meno favorevole gli Home Management System abbiano un potenziale ragguardevole, fino a circa 15 Mld €.**

Ovviamente **l'effettivo raggiungimento di questo potenziale** – o di quello ancor più significativo dello scenario 1 – **entro il 2020 dipende in maniera significativa da quanto rapidamente verrà presa una decisione circa gli standard di comunicazione.**

Ogni anno di ritardo da questo punto di vista – tenendo conto del tasso di sostituzione sul mercato degli elettrodomestici – fa ridurre di circa 1,3 milioni il numero potenziale di HMS che si diffonderanno da qui al 2020.

# Home Management System: Assunzioni



Per la stima del potenziale associato ai diversi scenari si è assunto che:

- L'abilitazione della comunicazione sistema elettrico-utenza sussiste se entrambe le condizioni [smart meter «evoluto» e standard di comunicazione] risultano verificate.
- La percezione di un rilevante beneficio economico per il consumatore finale è funzione della possibilità di fruire di una tariffazione premiante dei comportamenti virtuosi, ossia una tariffa bi-oraria con una differenza più marcata rispetto al 10% vigente fino al 2011 (come discusso nell'apposita sezione dedicata al mercato, un risparmio ritenuto "congruo" dal cliente, che lo incentiverebbe a dotarsi di HMS, deriverebbe da una tariffa bioraria caratterizzata da un delta superiore al 30% tra tariffa maggiore e minore.
- Il numero di Home Management System è stimato pari all'elettrodomestico «smart» che sarà interessato dalla maggiore diffusione sul mercato.

Analizzando le peculiarità dei diversi elettrodomestici, si può supporre che:

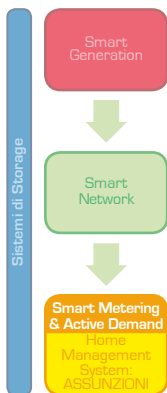
- I primi dispositivi che subiranno un'evoluzione «Smart» a seguito di una maggiore richiesta sul mercato saranno gli elettrodomestici per il «lavaggio», poiché non richiedono la presenza dell'operatore durante il funzionamento e si caratterizzano per un consumo energetico per ciclo di lavoro relativamente elevato e concentrato nel tempo.
- Gli ultimi, invece, saranno gli elettrodomestici per la «cottura», perché tipicamente necessitano della presenza dell'operatore.
- Per una misura più efficace del potenziale di diffusione degli elettrodomestici «smart», a partire dalla stima delle vendite globali di elettrodomestici si può utilizzare come proxy la quota parte del portafoglio medio di vendita degli operatori afferente alle classi energetiche più efficienti.
- Con riferimento alla lavatrice, primo elettrodomestico candidato a divenire «smart», considerando che circa il 40% dell'attuale mix di vendita dei maggiori produttori fa riferimento alle 2 classi energetiche più efficienti [A-30% ed A-20%], si può stimare un potenziale al 2020 pari a:

CATEGORIA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOT.
lavatrice	1,29	1,31	1,32	1,34	1,35	1,37	1,38	1,40	10,8

# Home Management System: Assunzioni



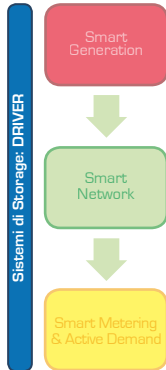
(segue)



- Il limite inferiore del potenziale “economico” di ciascuno scenario è valutato ipotizzando che la lavatrice sia l'unico elettrodomestico “smart” che si diffonda sul mercato (essendo, per caratteristiche, il primo “candidato” a diventarlo), mentre il limite superiore è valutato ipotizzando che siano interessati ad un'evoluzione “smart” gli elettrodomestici del lavaggio (lavatrice, asciugatrice, lavastoviglie), del freddo (frigorifero) e della cottura (forno, piano cottura).
- I prezzi dei diversi elettrodomestici “smart” sono stimati in linea con i prodotti “top di gamma” attualmente a portafoglio dei principali produttori di elettrodomestici, di cui si è scelta come proxy il prezzo medio degli elettrodomestici energeticamente più efficienti a portafoglio dei principali player del settore (Gli elettrodomestici più energeticamente efficienti sono tipicamente caratterizzati da un premium price che risente anche del design e dell'innovatività di tali prodotti, pertanto possono essere in qualche misura rapportati a quelli che sono/saranno i device “smart”).
- Il valore globale tiene conto del diverso grado di penetrazione degli elettrodomestici in Italia all'interno delle unità abitative (32 milioni circa)

ELETTRODOMESTICI	Lavatrice	Asciugatrice	Lavastoviglie	Frigorifero	Forno	Piano cottura
Penetrazione in Italia	95%	15%	35%	95%	95%	95%

- Per lo scenario 2 (dove il beneficio del consumatore è ridotto), si considera che il potenziale massimo di diffusione degli HMS faccia riferimento alla quota-parte delle vendite degli elettrodomestici “top di gamma” sul totale degli elettrodomestici venduti, assunta pari al 40% (in linea con quanto riscontrato ad oggi per due degli elettrodomestici più diffusi, ossia lavatrice e frigorifero).



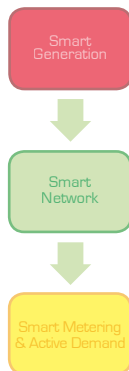
NORMATIVA	TECNOLOGIA	BUSINESS MODEL
<p>Attualmente <b>non è prevista alcuna norma relativa ad obblighi o incentivi all'adozione della soluzione da parte dei differenti soggetti del sistema elettrico.</b></p> <p>Le norme introdotte dall'<b>Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas</b> promuovono solo indirettamente l'utilizzo di tali soluzioni, che consentirebbero alle utility di rete di evitare esborsi relativi all'instabilità delle reti ed alle penalità sulla qualità del servizio di trasmissione/distribuzione</p> <p>Prospettando una diffusione consistente di impianti non programmabili, si pensa che l'<b>Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas</b> potrebbe comunque istituire l'<b>obbligo di adozione di sistemi di storage</b>, almeno per alcuni soggetti del sistema.</p>	<p>Le tecnologie sono ad oggi caratterizzate da una <b>bassa sostenibilità economica</b>, con un costo per energia prodotta che va da un minimo di <b>120 €/MWh</b> (pompaggio idroelettrico) ad un massimo di oltre <b>800€/MWh</b> (batteria Pb/acido). Inoltre vanno considerati i <b>forti limiti dimensionali</b> intrinseci a ciascuna soluzione.</p> <p>Non si registra alcuna diffusione degli stessi in Italia, ad eccezione del <b>progetto «Green Energy Island»</b> e del <b>bando indetto da Terna nel 2011</b> (i cui esiti non sono ancora stati comunicati).</p>	<p>I fornitori di sistemi di storage, che si differenziano in base alla categoria di accumulo di cui si occupano, sono impegnati in <b>importanti sforzi di ricerca e di innovazione.</b></p>



# Sistemi di Storage: Scenari



Sistemi di Storage: SCENARI



Come ragionevole combinazione dei precedenti driver è possibile identificare **2 scenari «limite» tenendo conto dei soggetti incaricati dall’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas di provvedere al mantenimento della stabilità del sistema elettrico mediante l’installazione di sistemi di storage.**

OBBLIGO TSO

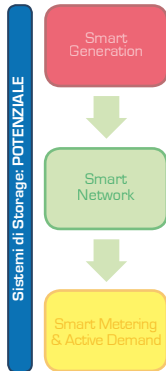
Scenario 1

OBBLIGO DSO +  
PRODUTTORI

Scenario 2

**Tale obbligo potrebbe ricadere sul TSO (scenario 1) oppure (scenario 2) su ciascun titolare di impianto da fonti rinnovabili connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale presso le aree «critiche» e, in maniera residuale rispetto al fabbisogno totale di storage del sistema, sui vari DSO.**

**Questi scenari possono essere considerati come estremi di un *continuum* che prevede diverse possibili ripartizioni del fabbisogno complessivo di *storage* del sistema elettrico (stimato pari a 2000 MW, prendendo a riferimento il «fabbisogno di riserva del continente» definito da Terna) fra i diversi attori.**



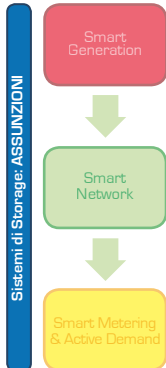
POTENZIALE	SCENARIO 1	SCENARIO 2
MW di storage [soggetto preposto]	2000 (TSO)	350 (titolare impianto FER) 1650 (DSO)
Mln €	4.000 ÷ 5.000	5.000 ÷ 7.000

Entrambi gli scenari di diffusione dei sistemi di storage determinano **un potenziale economico estremamente rilevante.**

E' opportuno sottolineare come, **considerando la possibilità per l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas di intervenire più rapidamente sui TSO e del minore investimento necessario per il raggiungimento dell'obiettivo di stabilizzazione della rete, lo scenario 1 appaia quello maggiormente efficace.**

# Sistemi di Storage:

## Assunzioni



Per la stima del potenziale associato ai diversi scenari si è assunto che:

- Una buona proxy dell'instabilità che grava sul sistema elettrico italiano, è identificabile nel «fabbisogno di Riserva di Sostituzione» [Fonte: Piano di Sviluppo 2011, Terna S.p.A.], considerando che:
  - L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas definisce «fabbisogno di Riserva di Sostituzione» come l'insieme di una serie di «prodotti di riserva» che determinano il «fabbisogno di potenza attiva».
  - Per «riserva attiva», si intende la «Quota di potenza del parco di generazione che deve soddisfare lo squilibrio tra produzione e carico...».

Pertanto come «fabbisogno di Riserva di Sostituzione» si definisce la potenza necessaria per sopperire all'instabilità del sistema, causata da uno sbilanciamento fra produzione e consumo, che si ipotizza possa essere soddisfatta mediante l'adozione di sistemi di storage.

Terna S.p.A. ha stimato come evoluzione al 2020 del «fabbisogno di Riserva di Sostituzione» massimo un valore pari a 2000 MW.

- Un buon indicatore che determina il grado di instabilità, che ciascun impianto connesso alla RTN determina sul sistema, è la mancata produzione eolica (MPE). Si è verificato che la MPE del 2011 è stata pari a circa 450 GWh concentrati essenzialmente nelle provincie di Foggia, Benevento, Avellino, Barletta-Andria-Trani e Salerno. Si è inoltre ipotizzato che le zone in cui si concentra la MPE sono da considerarsi le zone maggiormente critiche della RTN.
- L'obbligo complessivo di storage assegnato ai vari produttori sia stabilito in misura dell'energia non assorbita dalla rete rapportata a quella complessiva nazionale. Tale rapporto indica una buona proxy dell'instabilità che essi provocano sul sistema.
- La potenza eolica connessa in AT nelle aree «critiche», ad oggi, è di circa 600 MW, pari a circa il 9% dell'installato totale. Si è quindi ipotizzato che le installazioni eoliche future avranno sulle medesime zone lo stesso tasso di incidenza, decurtato di una determinata percentuale a causa dell'effetto di saturazione dei siti.

La forchetta del volume d'affari è stata calcolata assumendo come:

- Limite superiore, i costi di investimento al MW allo stato tecnologico attuale considerando il costo medio delle tecnologie individuate come maggiormente adatte nella sezione del Rapporto dedicata all'offerta.
- Limite inferiore, una riduzione dei suddetti costi d'investimento a seguito di un miglioramento tecnologico

## Quadro sinottico del potenziale della Smart Grid in Italia



L'analisi svolta in questa parte del Rapporto mette in luce **un potenziale di investimento in soluzioni per la Smart Grid in Italia da qui al 2020 che varia da un minimo di 15 Mld € ad un massimo di quasi 60 Mld €,** così suddivisi nelle diverse soluzioni.

SOLUZIONE	POTENZIALE AL 2020	
	MINIMO [MLN €]	MASSIMO [MLN €]
Smart inverter	550	4.900
Sistemi di ottimizzazione degli asset	400	600
Transmission Layer System «evoluti»	100	250
Distribution Layer System	4.600	8.000
Demand Response Management System	1,5	3
Advanced Metering Infrastructure «evoluti»	1.800	2.500
Home Management System	3.500	35.000
Sistemi di storage	4.000	7.000

Se si considera invece la combinazione fra gli scenari giudicati più probabili si ottiene un **investimento complessivo da qui al 2020 nell'intorno di 30 Mld €,** considerando la presenza di un fattore di (almeno parziale) sostituibilità tra alcune soluzioni.

## La Smart Grid in Italia: analisi della sostenibilità economica



**Per comprendere la portata di questi investimenti è opportuno confrontarli con il costo** – sempre proiettato al 2020 per mantenere coerente l'orizzonte temporale di analisi – **per il sistema elettrico derivante dal fatto di non essere «intelligente».**

**La sfida** – l'unica, al di là dei possibili interventi normativi, che possa effettivamente portare alla diffusione della Smart Grid nel nostro Paese – **è quella di trovare all'interno del sistema elettrico stesso la convenienza e la sostenibilità economica degli investimenti.**

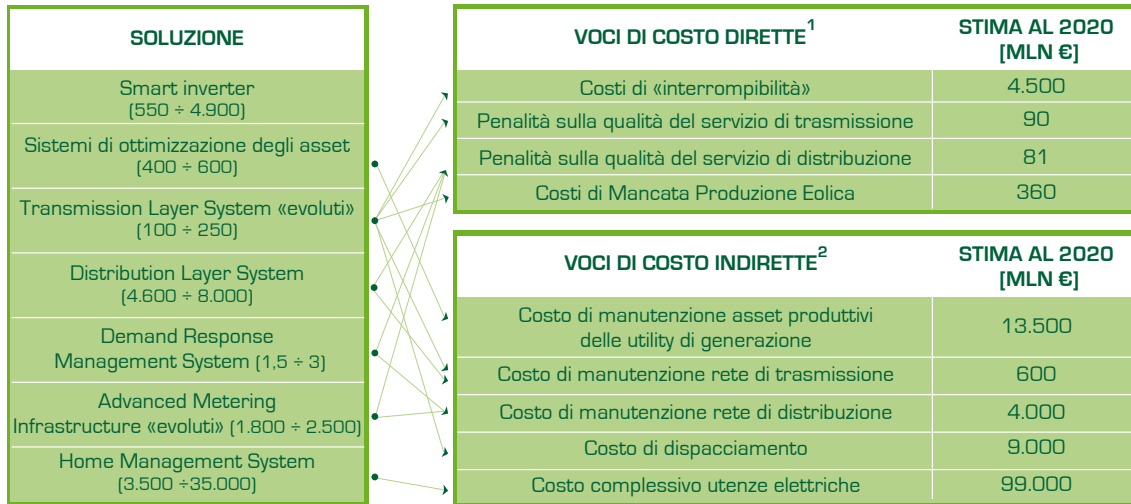
Il confronto è stato realizzato come segue:

- » **Identificando le voci di costo direttamente connesse alle inefficienze del sistema elettrico nel suo stato attuale** e le altre voci su cui ha un impatto l'adozione delle soluzioni «smart».
- » **Valutandone la proiezione da qui al 2020** ipotizzando che rimanga inalterato lo *status quo*.
- » **Identificando le relazioni fra queste voci di costo e le soluzioni “smart” analizzate nel presente Rapporto con i relativi investimenti.**
- » **Stimando** – dal confronto fra le due voci economiche – **la condizione di equilibrio che renderebbe conveniente l'adozione** [in sostanza la condizione in cui i risparmi generati dall'introduzione delle soluzioni smart coincidono con il costo di investimento necessario].
- » **Indicando**, sulla base dei pareri raccolti dagli operatori e dell'analisi dell'offerta, **la probabilità che questa condizione si verifichi.**

# La Smart Grid in Italia: analisi della sostenibilità economica



I collegamenti indicano la relazione tra le differenti soluzioni «smart» e le voci di costo del sistema elettrico su cui queste hanno impatto.



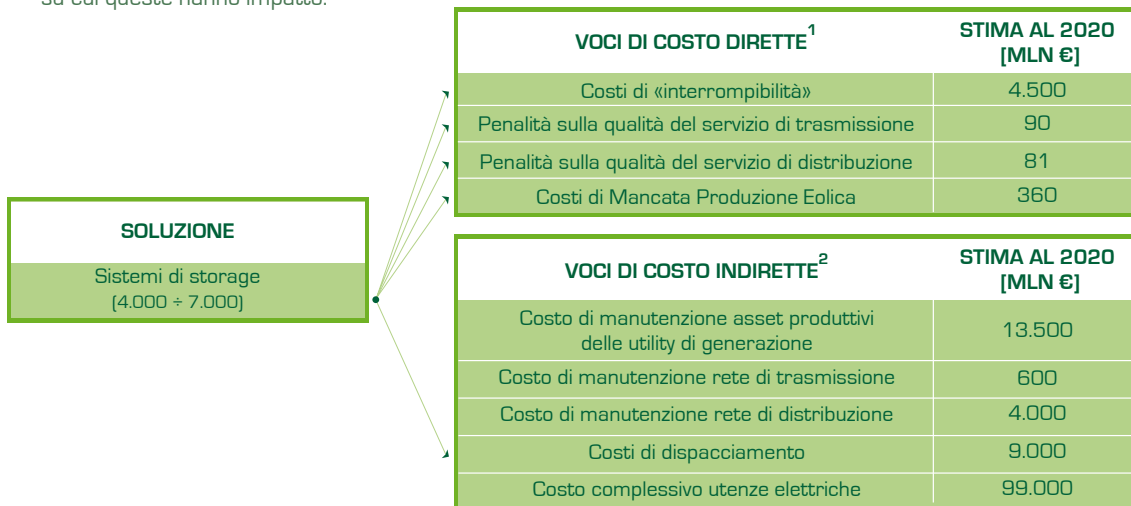
1. Le voci di costo dirette fanno riferimento ai costi che si stima possano essere eliminati nel caso di adozione completa di soluzioni «smart».

2. Le voci di costo indirette fanno riferimento ai costi su quali si possono ottenere dei risparmi grazie all'adozione di soluzioni «smart».

# La Smart Grid in Italia: analisi della sostenibilità economica



I collegamenti indicano la relazione tra le differenti soluzioni «smart» e le voci di costo del sistema elettrico su cui queste hanno impatto.



1. Le voci di costo dirette fanno riferimento ai costi che si stima possano essere eliminati nel caso di adozione completa di soluzioni «smart»

2. Le voci di costo indirette fanno riferimento ai costi su quali si possono ottenere dei risparmi grazie all'adozione di soluzioni «smart».

# La Smart Grid in Italia: analisi della sostenibilità economica



Quanto valgono i risparmi ottenibili mediante l'adozione delle soluzioni «smart»?

## SOLUZIONE

Sistemi di ottimizzazione degli asset (400 ÷ 600 Mln €)

I sistemi di ottimizzazione degli asset potranno portare a 3-5% di risparmio sui costi di manutenzione?

## VOCI DI COSTO

Costo di manutenzione asset produttivi delle utility di generazione: (13.500 Mln €)

## SOLUZIONE

Advanced Metering Infrastructure «evoluti» (1.800 ÷ 2.500 Mln €)

Le Advanced Metering Infrastructure potranno portare all'annullamento delle penalità sulla qualità del servizio ed al risparmio del 2-3% sul costo complessivo delle utenze?

## VOCI DI COSTO

Penalità sulla qualità del servizio di distribuzione (81 Mln €)

Costo complessivo utenze elettriche: (99.000 Mln €)

## SOLUZIONE

Distribution Layer System (4.700 ÷ 8.000 Mln €)

Quanto sarà l'impatto dei Distribution Layer System sulle penalità sulla qualità del servizio e sui costi di manutenzione della rete di distribuzione?

## VOCI DI COSTO

Penalità sulla qualità del servizio di distribuzione (81 Mln €)

Costo di manutenzione rete distribuzione: (4.000 Mln €)



Per la stima delle voci di costo di sistema si è assunto che:

- Il costo del dispacciamento sostenuto da Terna annualmente si mantenga costante, considerando la media dei costi di dispacciamento sostenuti da essa negli anni 2008-2009-2010 (non si sono considerati gli anni precedenti perché la RTN non aveva ancora raggiunto i livelli di automazione ed efficienza attuali).
- Il costo relativo ai servizi di «interrompibilità» si mantenga costante, considerando i contratti di interrompibilità stilati da Terna per il periodo 2011-2015. Non si è considerata la componente variabile ipotizzando un perfetto bilanciamento tra il corrispettivo che Terna dovrebbe pagare per il numero di distacchi in eccesso rispetto alla franchigia annuale stabilita dall'Autorità [10] ed il corrispettivo che essa incassa per il numero di distacchi inferiori alla suddetta franchigia.
- L'onere relativo alla mancata produzione eolica (MPE) si mantenga costante alla media dei prezzi mensili 2011 della zona «Sud», pesati a seconda delle fasce orarie, considerando che ad oggi la MPE si concentra proprio in tale zona. L'energia di mancata produzione eolica è stata considerata costante a 500 GWh per ogni anno analizzato.
- Per le penalità del servizio di trasmissione le differenze fra livello obiettivo ed effettivo dei due indicatori che la determinano si mantengano costanti, considerando le informazioni registrate da Terna nel 2010.
- Per le penalità del servizio di distribuzione siano il corrispettivo che complessivamente i gestori delle rete di distribuzione dovrebbero sostenere se registrassero 1 minuto di interruzione media in più ed 1 interruzione media in più rispetto alle soglie fissate dall'Autorità.

VOCI DI COSTO	STIMA COSTO ANNUO [MLN €]
Costi di dispacciamento	4.500
Costi di «interrompibilità» (istantanea e di emergenza)	500
Costi di Mancata Produzione Eolica	40
Penalità sulla qualità del servizio di trasmissione	10
Penalità sulla qualità del servizio di distribuzione	9
Costo manutenzione rete trasmissione	62
Costo di manutenzione rete distribuzione	450
Costo di manutenzione asset produttivi delle utility di generazione	1.500
Costo complessivo utenze elettriche	11.000

(segue)

- Il costo relativo alla manutenzione delle reti di trasmissione è stato stimato a partire dai dati presenti nella relazione finanziaria annuale 2010 di Terna, e mantenuto costante negli anni.
- Il costo relativo alla manutenzione delle reti di distribuzione è stato calcolato pesando in funzione del suddetto costo sostenuto dai principali DSO italiani nel 2010 e pesato in funzione dei Km della rete. Si è inoltre ipotizzato che tale costo rimanga costante negli anni. In tale costo vengono considerati anche le manutenzioni effettuate presso i punti di prelievo.
- Il costo di manutenzione degli asset produttivi delle varie utility di generazione interessate all'adozione di un sistema di ottimizzazione degli asset è stato calcolato in base alle tipologie di impianti installati, considerando i rispettivi costi standard di O&M.
- Il costo complessivo delle utenze elettriche è stato calcolato basandosi su un consumo medio per famiglia di 2700 kWh, un prezzo medio dell'energia elettrica di 16,5 c€/kWh [fonte: AEEG] e un numero di famiglie di circa 25 mln [fonte: Istat]. Si è inoltre ipotizzato che tale costo rimanga costante negli anni.

VOCI DI COSTO	STIMA COSTO ANNUO [MLN €]
Costi di dispacciamento	1.000
Costi di «interrompibilità» (istantanea e di emergenza)	500
Costi di Mancata Produzione Eolica	40
Penalità sulla qualità del servizio di trasmissione	10
Penalità sulla qualità del servizio di distribuzione	9
Costo manutenzione rete trasmissione	62
Costo di manutenzione rete distribuzione	450
Costo di manutenzione asset produttivi delle utility di generazione	1.500
Costo complessivo utenze elettriche	11.000

- » **L'evoluzione verso la Smart Grid richiede una mole di investimenti significativa** – stimata nell'ordine dei 30 Mld € da qui al 2020 – **ma è un passaggio obbligato se si vuole porre rimedio alle inefficienze** (con un impatto diretto di costo di oltre 5 Mld € da qui al 2020, ma che si «perpetua» nel tempo, senza contare i costi indiretti) **dell'attuale sistema elettrico in Italia.**
- » Esiste, per talune soluzioni, **un forte e strutturale disallineamento fra il soggetto che deve sostenere l'investimento e quello che invece gode dei relativi benefici** di efficientamento della rete. Risulta quindi indispensabile un **ruolo di «intermediazione attiva» del soggetto regolatore, o la definizione di modelli di cost&revenue sharing evoluti** in grado di riequilibrare il sistema.
- » **Esistono forti differenze fra lo stadio di sviluppo corrente e l'impatto atteso dei driver** (normativi, tecnologici ed economici) **da cui dipende l'adozione delle soluzioni «smart».** E' indubbio, tuttavia, come vi sia un effetto «virtuoso» derivante dalla loro adozione congiunta in ottica di «sistema» e come quindi sia indispensabile **superare in fretta le attuali empanse già evidenziate nel quadro normativo e dell'offerta in Italia.**



# L' E-mobility:

Implicazioni ed opportunità per il sistema elettrico

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE  
MIP

Main Partner



Partner



## Gli impatti dell'E-mobility sul sistema elettrico



In questa sezione si fornisce innanzitutto un breve **quadro dell'offerta della mobilità elettrica**, con riferimento sia alle diverse tipologie di auto elettrica che ai sistemi di ricarica.

Successivamente **si analizzano e quantificano gli impatti**, derivanti dalla diffusione della mobilità elettrica, **che si riverberano sul sistema elettrico e sul processo di evoluzione dello stesso verso la Smart Grid.**

In altre parole, si vuole comprendere se e come la diffusione della mobilità elettrica faciliti o limiti la transizione verso la Smart Grid, individuando gli impatti sulle soluzioni «smart» interessate, in termini aumento della probabilità di accadimento degli scenari precedentemente discussi e del relativo potenziale di diffusione.

Allo stato dell'arte, le tipologie maggiormente interessanti di autovetture che utilizzano energia elettrica sono:

- » **«Electric Vehicle - EV»**, dotate di accumuli elettrochimici ricaricabili (batterie) che forniscono forza motrice, senza la presenza a bordo di generatori di elettricità.
- » **«Plug-in Hybrid Electric Vehicle - PHEV»**, dotate di accumuli elettrochimici (batterie) che forniscono forza motrice al veicolo, che possono essere ricaricati o tramite un motore a combustione interna presente all'interno del veicolo o tramite una fonte elettrica esterna (colonnina di ricarica).
- » **«Hybrid Electric Vehicle - HEV»**, dotati di due sistemi di propulsione (motore a combustione interna, che tipicamente rappresenta il sistema primario, e motore elettrico), i quali determinano, a seconda del tipo di funzionamento, due categorie:
  - HEV «seriali», ossia veicoli in cui il motore termico non è collegato alle ruote, ma ha il compito di generare energia elettrica per alimentare il motore elettrico, e quindi le batterie, che la trasforma in moto.
  - HEV «in parallelo», ossia veicoli in cui sia il motore termico che quello elettrico, tramite le batterie, forniscono coppia alle ruote.

Al fine di determinare le influenze sul sistema elettrico nazionale derivanti dalla diffusione della mobilità elettrica, è importante sottolineare che gli **HEV non rappresentano un elemento differenziale**, dal momento che non prevedono la possibilità di ricaricare il sistema di accumulo attingendo da una colonnina di ricarica.

## L'infrastruttura di ricarica



I sistemi di ricarica, a seconda della destinazione d'uso, possono essere suddivisi in pubblici o privati.

**I sistemi di ricarica ad uso privato** possono essere ulteriormente suddivisi in:

- » **Colonnine ad uso residenziale**, tipicamente installate in ambienti chiusi (es: box, garage), con modalità di ricarica lenta (6-8 h), per una potenza di circa 3 kW.
- » **Colonnine per parcheggi privati**, installate in ambienti chiusi o all'aperto (es: garage condominiale, parcheggi aziendali), con durata della ricarica di circa 1-2 h, per una potenza di circa 22 kW.

**I sistemi di ricarica ad uso pubblico** possono essere ulteriormente suddivisi in:

- » **Colonnine per parcheggi privati**, con caratteristiche analoghe alle colonnine per parcheggi privati, che presentano una struttura esterna maggiormente resistente a seguito dell'installazione all'aperto (es: parcheggi pubblici su strada).
- » **Colonnine per stazioni di ricarica**, installate all'aperto (es: distributori di carburante o stazioni di ricarica ad hoc), con modalità di ricarica veloce (inferiore ai 20 minuti per ricaricare l'80% della batteria) per una potenza di circa 50 kW.

**L'offerta di auto elettriche è in notevole aumento, a testimonianza del forte interesse che si registra sul tema da parte dei principali OEM.**

Per quanto concerne **le auto ibride (HEV e PHEV)**, l'interesse delle case automobilistiche verso questa tecnologia è testimoniato dal numero rilevante di modelli ad oggi in commercio.

Infatti gran parte delle case automobilistiche hanno a portafoglio soluzioni ibride HEV (che cioè non hanno la possibilità di ricaricare la batteria mediante il collegamento ad una colonnina di ricarica), tra cui Citroen DS5 Hybrid4, Peugeot 3008 Hybrid e 508 RHX, Volvo V60 Hybrid, Audi A6 e A8, BMW ActiveHybrid 5, Mercedes Classe E 300 Bluetec Hybrid e Mercedes E 400 Hybrid e Toyota Prius Hybrid.

**È interessante notare come questi *player* abbiano intenzione di ampliare la loro offerta con vetture ibride *plug-in* (PHEV)**, il cui lancio sul mercato è previsto per il biennio 2012/2013.

Tra i primi modelli, si annoverano Toyota Prius Plug-in, Ford C.Max Plug-in e Volvo V60 Plug-in.

Per quanto riguarda, invece, **le auto elettriche (EV)**, la penetrazione sul mercato appare più **lenta**, se si considera che è attualmente disponibile sul mercato un numero ridotto di modelli, tra cui Citroen C-ZERO, Peugeot i-ON, SMART FOR TWO EV e MITSUBISHI i-MIEV.

Nel prossimo biennio è previsto il lancio di alcuni nuovi modelli, tra cui Audi R8 Etron, Chevrolet Volt, Nissan Leaf, Opel Ampera, Renault Fluence Z.E. e Renault Twizy.



## Il quadro dell'offerta dell'infrastruttura di ricarica



**Per quanto riguarda l'infrastruttura di ricarica, allo stato attuale i principali *player* attivi nei comparti dell'ingegneria, della meccanica e dell'automazione**, quali ABB, General Electric, Schneider Electric e Siemens, hanno a portafoglio soluzioni per la ricarica dei veicoli elettrici.

Come già visto nella sezione del Rapporto dedicata all'offerta, questi *player* sono fortemente impegnati anche nella fornitura di diverse soluzioni tecnologiche abilitanti la Smart Grid.

È interessante notare come negli ultimi anni si è assistito all'instaurarsi di **rapporti di collaborazione fra produttori di autovetture** (Daimler, Nissan, Renault, Fiat), gestori delle reti di distribuzione (Enel Distribuzione, A2a, ACEA) **e fornitori di infrastrutture di ricarica** (Siemens, Schneider, ABB) **finalizzate alla realizzazione di progetti pilota**, che hanno luogo in alcune delle principali città italiane (Brescia, Milano, Roma, Pisa).

# Il mercato potenziale dell'auto elettrica

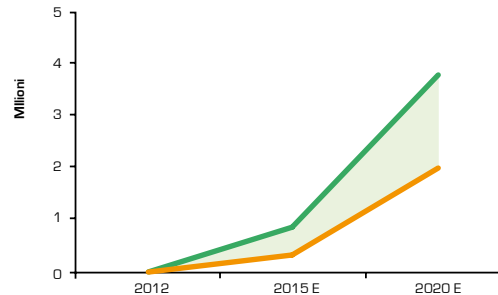


A seguito dell'analisi delle stime sulla diffusione dei veicoli elettrici elaborate da diversi studi (AT Kearney, BCG, Frost & Sullivan, McKinsey, Roland Berger) e dei pareri espressi dai principali OEM, è emerso che **il potenziale nazionale della mobilità elettrica al 2020 si attesta fra i 2 ed i 3,8 milioni di autovetture**, se si considerano le sole tipologie EV e PHEV.

La distanza fra i due valori è determinata da una serie di fattori di stima, che di fatto influenzano l'interesse all'adozione dei veicoli elettrici, quali, ad esempio, i tassi di penetrazione delle differenti tecnologie (sia elettriche che non) ed i provvedimenti normativi volti a promuovere la diffusione, nonché la capillarità dell'infrastruttura di ricarica.

**Si sono identificati, pertanto, 2 scenari, «ottimistico» e «pessimistico»,** considerandoli come limiti, superiore ed inferiore, di un *continuum* di scenari possibili.

*Il valore in euro riportato fa riferimento alla media dei prezzi di vendita delle diverse tipologie di auto elettriche attualmente in commercio, tenendo conto della riduzione attesa al 2020.*



DIFFUSIONE	2020 E
«ottimistica»	3.800.000 (110 ÷ 150 Mld €)
«pessimistica»	2.007.000 (60 ÷ 80 Mld €)

## Il potenziale dell'infrastruttura di ricarica



**La diffusione dell'auto elettrica**, secondo gli scenari visti in precedenza, **porta con sé la necessità di una rete di ricarica opportuna.**

Tenendo conto della distinzione tra colonnine pubbliche, di cui si stima un rapporto pari ad un'unità ogni circa 8 autovetture (in base alla distribuzione attuale delle autovetture nelle principali città italiane e al livello di servizio che si intende garantire), e private, alle quali può accedere meno del 70% dei proprietari di un veicolo elettrico (tenendo conto del numero di abitazioni che dispongono di posti auto privati), si sono stimati i seguenti potenziali:

2020 E	«PUBBLICA»	«PRIVATA»	TOTALE
Diffusione «ottimistica»	500.000	2.500.000	3.000.000
Diffusione «pessimistica»	355.000	1.300.000	1.655.000

**L'installazione di queste comporterebbe un range di investimento che varia fra i 1.200 ed i 3.000 Mln €.**

È importante ricordare, inoltre, che ognuna delle colonnine incorpora uno smart meter, di cui già si è tenuto conto nella stima economica del potenziale.

Il valore in euro considera un costo medio d'investimento per un punto di ricarica pubblico pari a 3.000 € e per un punto di ricarica privato superiore a 500 €.

La diffusione dei veicoli elettrici ha una serie di **implicazioni sul sistema elettrico**:

- » **Aumenta il consumo globale di elettricità**, a causa della domanda addizionale ed «instabile» nel periodo in cui i veicoli sono connessi alla rete per la ricarica.
- » **Aumenta il numero di punti di prelievo** che ciascun gestore delle reti di distribuzione deve servire, in una porzione di rete di per sé già critica (se si considera che le autovetture elettriche avranno particolare diffusione in contesti urbani ad alta concentrazione).
- » **Si riduce della prevedibilità dei carichi**, con riferimento all'aumento di consumo sopra descritto, determinando così una maggiore probabilità di sbilanciamenti fra domanda ed offerta all'interno del sistema.



Come conseguenza, si acuisce la necessità, da parte del DSO, di adottare il ***Distribution Layer System***.



Come conseguenza, si acuisce la necessità di adozione di soluzioni «smart» che risolvano queste criticità, quali ***Demand Response Management System, Transmission Layer System «evoluti», e sistemi di storage***.

## Le implicazioni: aumento del consumo globale di elettricità



Prendendo come riferimento il fabbisogno nazionale di energia elettrica al 2010, attestatosi intorno ai 310 TWh, si nota come al 2020, **l'aumento del consumo globale di elettricità a seguito della diffusione dell'auto elettrica assumerebbe un peso rilevante, determinando un incremento del fabbisogno pari, nello scenario «ottimistico», a circa il 2,5%.**

DIFFUSIONE	2020 E
«ottimistica»	7.6 TWh
«pessimistica»	4 TWh

Tale consumo (7.6 TWh) è superiore a quello registrato nel corso del 2010 in importanti settori quali l'illuminazione pubblica (6,4 TWh), ed è oltre quattro volte l'energia prodotta da fonte solare (1,9 TWh).

si è assunto che la percorrenza media di un'autovettura sia pari a 15.000 km/anno e che il consumo medio per un'autovettura elettrica sia pari a 0,15 kWh/km

## Le implicazioni: incremento del numero di punti di prelievo



	RIDUZIONE INVESTIMENTO «OTTIMISTICA»	RIDUZIONE INVESTIMENTO «PESSIMISTICA»
INASPIMENTO INCENTIVI/PENALITÀ: SÌ	scenario 1	scenario 3
INASPIMENTO INCENTIVI/PENALITÀ: NO	scenario 2	scenario 4

Riprendendo in esame gli scenari già discussi nella sezione del Rapporto dedicato alla stima del potenziale, si nota come **la mobilità elettrica**, al pari della diffusione degli impianti FER non programmabili in Media e Bassa Tensione, **dovrebbe spingere**, a detta degli operatori, **all'inasprimento degli incentivi/penalità sulla qualità del servizio di distribuzione**.

Pertanto gli scenari 1 e 3 avranno una maggiore probabilità di accadimento.

Inoltre, la maggiore complessità che il DMS (applicativo *software* del *Distribution Layer System*) dovrebbe fronteggiare, **è ragionevole ipotizzare porti ad un incremento dei costi di implementazione e progettazione della suddetta piattaforma *software*** di circa il 10% (pari a circa 50 ÷ 100 Mln €).

## Le implicazioni: riduzione della prevedibilità dei carichi



Analizzando ad uno ad uno le soluzioni “smart” analizzate nelle precedenti sezioni del Rapporto, emerge che quelle la cui adozione permette di far fronte all’incremento dell’imprevedibilità dei carichi sono:

» ***Demand Response Management System (DRMS)***

Nonostante l’aumento dei punti di prelievo, gli operatori ritengono che rispetto alle proiezioni già discusse nella sezione del Rapporto dedicata alla stima del potenziale, non si manifestano apprezzabili differenze.

» ***Transmission Layer System «evoluti»***

Nonostante la necessità di presidiare le aree in corrispondenza delle reti di distribuzione maggiormente interessate dalla diffusione dei veicoli elettrici, gli operatori ritengono che rispetto alle proiezioni già discusse nella sezione del Rapporto dedicata alla stima del potenziale, non si manifestano apprezzabili differenze.

## Le implicazioni: riduzione della prevedibilità dei carichi



L'instabilità addizionale che la diffusione della mobilità elettrica determina, potrebbe influenzare l'Autorità nel definire **l'obbligo di installazione di sistemi di storage a carico dei gestori delle reti di distribuzione.**

OBBLIGO TSO	OBBLIGO DSO + PRODUTTORI
Scenario 1	Scenario 2

Pertanto lo scenario 2 assumerà una maggiore probabilità di accadimento.

Inoltre, **si verificherebbe sulle reti di distribuzione un incremento del fabbisogno di storage che può essere stimato in circa 50 MW**, corrispondente ad un volume d'affari, in caso di utilizzo di accumuli elettrochimici, compreso tra i 100 ed i 200 Mln €.





- » **Il possibile investimento**, stimato a fronte delle proiezioni di diffusione della mobilità elettrica, **varia tra circa 60 e 150 Mld €**, non considerando l'indotto legato agli interventi infrastrutturali.
- » **Aumenta la probabilità dell'adozione di alcune soluzioni «smart»** (*Distribution Layer System, Demand Response Management System, Transmission Layer System* «evoluti», e sistemi di *storage*) in modo significativo, **senza un corrispondente aumento significativo dei costi d'investimento previsti**.
- » **L' «effetto destabilizzante» sul sistema elettrico fa riferimento all'incremento della domanda di energia elettrica a seguito della diffusione della mobilità elettrica**, stimato al 2020 in circa 4-8 TWh, pari a circa il 2,5% del fabbisogno elettrico nazionale registrato nel 2010, comparabile con il consumo medio annuo di circa 2-3 milioni di famiglie italiane.

# Gruppo di lavoro

Vittorio Chiesa - *Direttore Energy & Strategy Group*

Davide Chiaroni - *Responsabile della Ricerca*

Federico Frattini - *Responsabile della Ricerca*

Simone Franzò - *Project Manager*

Marco Alberti

Lorenzo Boscherini

Lorenzo Colasanti

Riccardo Terruzzi

Annalisa Tognoni

Con la collaborazione di:

Marco Chiesa

Maddalena Pernechele

Alberto Tansini

Andrea Tardivo



# La School of Management

La School of Management del Politecnico di Milano è stata costituita nel 2003.

Essa accoglie le molteplici attività di ricerca, formazione e alta consulenza, nel campo del management, dell'economia e dell'industrial engineering, che il Politecnico porta avanti attraverso le sue diverse strutture interne e consortili.

Fanno parte della Scuola: il Dipartimento di Ingegneria Gestionale, i Corsi Undergraduate e il PhD Program di Ingegneria Gestionale e il MIP, la Business School del Politecnico di Milano che, in particolare, si focalizza sulla for-

mazione executive e sui programmi Master.

La Scuola può contare su un corpo docente di più di duecento tra professori, lettori, ricercatori, tutor e staff e ogni anno vede oltre seicento matricole entrare nel programma undergraduate.

La School of Management ha ricevuto, nel 2007, il prestigioso accreditamento EQUIS, creato nel 1997 come primo standard globale per l'auditing e l'accREDITamento di istituti al di fuori dei confini nazionali, tenendo conto e valorizzando le differenze culturali e normative dei vari Paesi.

School of Management

POLITECNICO DI MILANO



DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE



## L'Energy & Strategy Group



L'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano è composto da docenti e ricercatori del Dipartimento di Ingegneria Gestionale e si avvale delle competenze tecnico-scientifiche di altri Dipartimenti, tra cui in particolare il Dipartimento di Energia.

L'Energy & Strategy Group si pone l'obiettivo di istituire un Osservatorio permanente sui mercati e sulle filiere industriali delle energie rinnovabili in Italia, con l'intento di censirne gli operatori, analizzarne strategie di business,

scelte tecnologiche e dinamiche competitive, e di studiare il ruolo del sistema normativo e di incentivazione.

L'Energy & Strategy Group intende presentare i risultati dei propri studi attraverso:

- rapporti di ricerca “verticali”, che si occupano di una specifica fonte di energia rinnovabile (solare, biomasse, eolico, geotermia, ecc.);
- rapporti di ricerca “trasversali”, che affrontano il tema da una prospettiva integrata (efficienza energetica dell'edificio, sostenibilità dei processi industriali, ecc.).

## Le imprese Partner

ABB

Edison

Enel Green Power

Enipower

Ferla Energy

Martifer

Power-One

SGS

Siemens

SMA



ABB ([www.abb.it/smartgrids](http://www.abb.it/smartgrids)) è leader nelle tecnologie per l'energia e l'automazione che consentono alle *utility* e alle industrie di migliorare le loro performance, riducendo al del Gruppo ABB impiegano circa 130.000 dipendenti in oltre 100 Paesi.

L'evoluzione delle reti attraverso lo sviluppo di sistemi di comunicazione avanzati e l'utilizzo della moderna tecnologia informatica forniscono dispositivi di automazione sempre più intelligenti e sistemi ottimizzati, consentendo alle *utility* di soddisfare i requisiti normativi e le richieste dei consumatori di energia affidabile, che provenga da fonti convenzionali oppure rinnovabili. ABB contribuisce al dibattito sulle smart grids in corso al convegno Smart Grids Executive Report con idee innovative, esperienze e competenze fondamentali per la discussione sull'evoluzione delle reti intelligenti. Protagonista in molte iniziative dedicate ai contesti urbani, ABB interpreta il cambiamento avviato con l'adozione

degli obiettivi di sostenibilità e miglioramento della vita dei cittadini mettendo a disposizione un ampio portafoglio di tecnologie e conoscenze per la gestione dell'energia, dell'acqua, delle infrastrutture di pubblica utilità e per l'efficientamento e l'automazione degli edifici.

Da Genova a Stoccolma, ABB disegna nuove prospettive per le città europee di domani: soluzioni per integrare i porti eliminando le emissioni inquinanti delle navi ferme in banchina, per una logistica di persone e merci che non intralci la vita dei cittadini, per infrastrutture di mobilità in grado di fornire energia sicura e pulita ai veicoli elettrici. Il tutto con l'obiettivo di facilitare gli spostamenti e migliorare la qualità della vita.

ABB ha le competenze e le esperienze necessarie per fornire soluzioni integrate e adattabili; ha inoltre la capacità di visione e il *know-how* tecnico per affrontare le sfide future.

Edison è il più antico operatore europeo dell'energia, produce, importa e vende energia elettrica e idrocarburi. Dalla sua fondazione nel 1884 è al servizio dello sviluppo delle imprese italiane e della crescita del Paese anche con offerte vantaggiose di elettricità e gas per le famiglie. Il Gruppo ha circa 4.000 dipendenti ed è presente in oltre 10 Paesi in Europa, Africa e Medio Oriente. Edison conta su un parco centrali tra i più efficienti ed ecocompatibili in Europa e nel 2010 ha prodotto oltre 41,8 TWh di energia elettrica.

La crescita nel settore degli idrocarburi è perseguita attraverso l'espansione delle attività di *Exploration & Production*, la rigassificazione presso il terminale LNG di Rovigo e l'aumento della capacità di stoccaggio in Italia. Il gruppo Edison è inoltre coinvolto nello sviluppo di infrastrutture internazionali di trasporto del gas come i metanodotti ITGI (Grecia-Turchia-Italia) e Galsi (Algeria-Italia).

Dal 2008, Edison ha affiancato alla storica presenza nell'offerta ai clienti industriali, un'offerta per la fornitura di energia elettrica e gas dedicata alle famiglie e punta a raggiungere 3 milioni di clienti entro il 2014.

Lo sviluppo delle attività commerciali e sperimentali di Edison nell'ambito dell'Efficienza Energetica ha por-

tato a interventi di minimizzazione dei consumi finali presso i propri clienti, anche attraverso iniziative di generazione distribuita e smart grid, con una Business Unit dedicata.

Grazie al presidio garantito dalla Ricerca e Sviluppo di Edison, la Business Unit ha realizzato e ha in corso numerosi progetti sperimentali e valutazioni inerenti le nuove tecnologie efficienti.

Relativamente al tema smart grid, i "progetti pilota" riguardano:

- i sistemi di misura e controllo (*smart metering e sub-metering*) sia con finalità di *Demand Side Management*, sia per la gestione delle informazioni per modificare i comportamenti e soprattutto per indirizzare gli interventi di modifica strutturale dei consumi finali dei clienti;
- i sistemi di accumulo di energia abbinati alla generazione distribuita, come il fotovoltaico per autoconsumo e le *fuel cell*;
- gli strumenti e i sistemi per la gestione ottimale (anche in abbinamento con la generazione distribuita) di veicoli elettrici dei propri clienti finali. produzione dell'energia da fonte rinnovabile con l'utilizzo efficiente della stessa.







Enipower è la società di Eni per le attività di generazione di energia elettrica, di vapore e per la produzione e commercializzazione di pannelli e impianti fotovoltaici. La tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle proprie risorse umane, oltre ai rapporti con il territorio e con gli *stakeholder*, sono obiettivi primari nelle logiche gestionali dell'azienda.

Enipower e le sue società controllate dispongono di 8 centrali di generazione elettrica, vapore tecnologico e acqua surriscaldata, con una potenza elettrica installata di oltre 5,3 GW, insediate nei siti industriali di Ravenna, Ferrara, Mantova, Ferrera Erbognone, Livorno, Brindisi, Taranto e Bolgiano.

La società sta completando un piano di investimenti che comporta la graduale sostituzione degli impianti tradizionali, acquisiti alla sua costituzione, con moderni impianti a ciclo combinato, alimentati a gas naturale, che garantiscono standard elevati per la sicurezza e la salute delle risorse umane impiegate e per la salvaguardia dell'ambiente.

Nel comparto fotovoltaico, Enipower dispone dal giugno 2006 di un sito produttivo, localizzato a Nettuno, nei pressi di Roma, dove si realizzano celle e moduli multi-cristallini. Lo stabilimento si estende su una superficie di circa 34.000 metri quadrati, di cui 8.000 coperti, divisi in aree produttive, uffici e laboratori, aree

di servizio tecnico e magazzini. La linea di produzione ha una capacità installata di circa 30 MW. L'impianto è in grado di produrre celle solari ad alta efficienza a base di silicio multi-cristallino mediante utilizzo di moderne tecnologie. Le linee di produzione dello stabilimento sono costituite da una serie di apparecchiature automatiche che sottopongono la materia prima acquistata sul mercato ("fette" di silicio o wafer dello spessore di circa 200 micron) a un trattamento chimico-fisico per la trasformazione in cella fotovoltaica, con una serie di processi consecutivi.

Enipower fornisce pannelli con il marchio Eurosolare®, principalmente alle piccole-medie imprese.

Essa si serve del supporto di società esterne solamente per la fase di assemblaggio delle celle fotovoltaiche in pannelli e per l'installazione di impianti fotovoltaici.

Per la fornitura dei diversi componenti dei moduli (EVA, vetri e cornici in alluminio) e dell'impianto (inverter e componentistica elettrica), l'impresa indice delle gare d'appalto cui partecipano fornitori pre-selezionati che hanno la possibilità di ottenere contratti di fornitura di lungo periodo.

Ad oggi la Società ha realizzato numerosi impianti di taglia variabile da un minimo di 10 kW fino a sistemi PV superiori ad 1 MW, sia su terreno che su copertura.

Ferla Energy Srl è una società del Gruppo Ferla, realtà attiva fin dagli Anni '70 nella progettazione di impianti tecnologici.

Da anni nel settore delle Energie Rinnovabili (fotovoltaico, mini-eolico, mini-idroelettrico, biogas), Ferla Energy grazie ad un'alta professionalità e all'utilizzo delle "migliori tecniche disponibili" (BAT – *Best Available Techniques*), è divenuta un importante punto di riferimento anche in questo innovativo settore.

Grazie al *know-how* acquisito, le realizzazioni di Ferla Energy si distinguono per una serie di importanti risultati:

- rispetto dell'ambiente
  - riduzione delle emissioni inquinanti
  - risparmio economico
  - rispetto delle normative vigenti in materia di efficienza energetica
  - impianti altamente tecnologici
  - totale indipendenza dalle fonti energetiche tradizionali
- Ecologia e sostenibilità, nel rispetto del Protocollo di Kyoto, non sono soltanto le caratteristiche dei progetti che proponiamo, ma anche i valori fondamentali della nostra filosofia.

Il Gruppo Ferla ha la propria sede a Credera Rubbiano (CR), in posizione baricentrica tra alcune delle province più produttive del nord Italia: Milano, Brescia, Bergamo. È poi presente con uffici di rappresen-

tanza a L'Aquila (AQ).

Il Gruppo Ferla opera su tutto il territorio nazionale e sui mercati esteri, infatti dall'esperienza e dai successi acquisiti in Italia, nasce Ferla International – risultato della *joint venture* tra il Gruppo Ferla e la Orlean Invest (Intels Nigeria Ltd) – che opera a livello internazionale, con importanti lavori acquisiti sul mercato nigeriano e con altre importanti commesse in fase di valutazione su altri mercati africani e mediorientali.

La strategia che il Gruppo Ferla ha adottato si basa sull'integrazione di competenza ed esperienza volta ad offrire un servizio e un prodotto sempre più mirato, completo e innovativo. Ciò che ci caratterizza, è sintetizzabile in quattro aspetti altamente significativi:

- Studiamo costantemente nuovi ed innovativi approcci tecnici
- Progettiamo soluzioni *ad hoc*
- Realizziamo impianti per ogni tipo di esigenza
- Manutendiamo i nostri impianti per garantire i massimi livelli di efficienza

Tra le principali società del Gruppo ricordiamo: Idraulica Ferla Multiservice Srl, Ferla Service Srl, Ferla Energy Srl, Ferla International Ltd.

Attualmente il Gruppo Ferla vanta un team di oltre 150 dipendenti che, operando con consolidata e comprovata esperienza, garantiscono l'aspetto innovativo di ogni progetto.



**MARTIFER**  
SOLAR

Martifer ha iniziato la propria attività nel 1990 nel settore delle strutture metalliche.

Nel 2004 il Gruppo è entrato nel settore delle energie rinnovabili, sfruttando il *know-how* acquisito nelle attività della costruzione metallica per sviluppare l'area della fornitura di componenti per la produzione di energia. La scommessa nel settore energetico è proseguita nell'area della generazione elettrica.

Martifer è attualmente un gruppo multinazionale con sede a Oliveira de Frades (centro del Portogallo, a circa 100 km da Porto), impiega più di 3.000 lavoratori, è presente in 20 paesi e concentra le sue attività nei settori della costruzione metallica e delle energie rinnovabili. Il Gruppo è leader nel mercato iberico delle costruzioni metalliche e punta ad una posizione di *leadership* anche in altri mercati come l'Europa Centrale e l'Angola.

Nel settore solare, Martifer agisce in qualità di fornitore di soluzioni integrate chiavi in mano e vanta una presenza in 20 paesi. Sempre nel campo delle energie rinnovabili, Martifer si pone come promotore di progetti di generazione elettrica, acquisendo progetti localizzati in differenti paesi caratterizzati da un diverso stato di sviluppo.

Martifer SGPS, SA è la *holding* del Gruppo ed è quotata alla Borsa di Lisbona da giugno 2007. Nel 2010, il fatturato relativo al suo *core business* ha raggiunto i 602,1 milioni di euro. La struttura azionaria di riferimento è formata dai soci fondatori attraverso l'M SGPS, SA e dal Gruppo Mota-Engil. Entrambi controllano circa l'80 % del capitale dell'impresa. Martifer conta un complesso di 18 fabbriche, 11 delle quali si trovano in Portogallo e le restanti ripartite nel resto del mondo.

Power-One è leader a livello mondiale per progettazione e produzione di dispositivi elettronici atti alla conversione e la gestione della potenza. Nata nel 1973 in USA, e cresciuta tramite una serie di acquisizioni strategiche che le hanno permesso di coprire tutti i diversi settori dell'elettronica di potenza, si è affermata e strutturata nel corso di 40 anni di attività adeguandosi alle continue sfide che il mercato, sempre più dinamico e globale, ha generato.

Power-One si è negli ultimi anni massicciamente focalizzata sul mercato delle energie rinnovabili, in particolare nei segmenti fotovoltaico ed eolico, grazie all'acquisizione di Magnetek S.p.A., avvenuta nel 2006 e già attiva nel settore dai primi anni 2000. Con oltre 3000 dipendenti e filiali commerciali in Europa, Asia ed America, la divisione Renewable Energy Solutions di Power-One è ad oggi il secondo produttore mondiale di inverter fotovoltaici con una potenza installata superiore a 6,2GW, distribuita su tutti i principali mercati. La produzione è localizzata in 4 stabilimenti: Italia, Cina, USA e Canada per una capacità produttiva annua totale di oltre 7GW. Power-One Italy S.p.A., la filiale italiana con sede in provincia di Arezzo, è il centro di eccellenza di Power-One specializzata nella progettazione di inverter per applicazioni fotovoltaiche ed eoliche nonché il maggiore stabilimento produttivo con una capacità annua di oltre 4,5GW.

La gamma di prodotti Power-One per il fotovoltaico copre qualsiasi fascia di mercato, dagli inverter

di stringa monofase per applicazioni residenziali, agli inverter di stringa trifase per applicazioni commerciali fino ai grandi inverter centralizzati per applicazioni industriali e per le grandi centrali di generazione. Le caratteristiche distintive degli inverter Power-One sono l'alta efficienza, l'insensibilità delle curve di efficienza alle varie condizioni di irraggiamento e di carico, l'ampio range di tensione di lavoro in ingresso, l'accuratezza e l'efficacia dell'algoritmo di MPPT. Ognuna di esse assicura la massima raccolta di energia con conseguente aumento della produttività dell'impianto. La maggior parte degli inverter di stringa è senza trasformatore di isolamento per ottenere maggiore efficienza di conversione e facilità di installazione. Alcuni modelli sono dotati di un trasformatore di isolamento in alta frequenza per offrire comunque un più elevato grado di protezione dai contatti indiretti. Gli inverter centralizzati sono invece disponibili sia nella versione con trasformatore di isolamento a bassa frequenza sia senza isolamento.

A testimonianza della continua ricerca di soluzioni tecnologicamente innovative e rispondenti alle future necessità del mercato dell'energia, Power-One già si sta muovendo nello sviluppo di proposte rivolte all'integrazione con Smart Grid e Sistemi di Storage. Queste nuove frontiere rappresentano cosa il futuro sta già chiedendo e Power-One vuole fermamente confermare il proprio ruolo di leader tecnologico in questo affascinante ed interessante scenario.





SGS, leader mondiale nei servizi di ispezione, verifica, analisi e certificazione, è universalmente riconosciuta dal mercato come punto di riferimento per la qualità e l'integrità con cui opera nell'erogazione dei propri servizi. A livello internazionale SGS è presente in oltre 140 paesi e impiega complessivamente 64.000 persone in 1.250 sedi fra uffici e laboratori.

La sua struttura è quindi in grado di fornire risposte tempestive alle diverse esigenze dei propri Clienti.

SGS offre una vasta gamma di servizi personalizzati, per consentire ai clienti di misurare – e quindi migliorare – sistemi, prestazioni e processi.

SGS offre servizi in tutti i settori merceologici, attraverso tecnici e professionisti propri, altamente qualificati e organizzati in 10 linee di business.

*Ispezione:* I servizi di ispezione interessano tutti i contesti e scenari di produzione e movimentazione di merci e materiali. Le attività ispettive sono svolte sia durante le diverse fasi del ciclo produttivo che nei punti critici della movimentazione dei prodotti.

*Verifica:* Le attività di verifica assicurano che prodotti e servizi siano conformi a standard internazionali e locali. La combinazione di presenza globale con conoscenza locale, esperienza e competenza in ogni settore, consente di coprire l'intera filiera, dalle materie prime al prodotto finito.

*Analisi:* L'attività consiste nell'esecuzione di test qualitativi e prestazionali dei prodotti a fronte di standard

tecnici, di sicurezza e di legge attraverso un network mondiale di laboratori dotati delle più moderne e sofisticate strumentazioni.

*Certificazione:* L'attività certificativa si estende dai sistemi di gestione (qualità, ambiente, sicurezza, energia, etica sociale, ecc.) ai servizi e prodotti e consiste nell'attestazione di conformità sia agli standard nazionali e internazionali riconosciuti che a quelli direttamente elaborati dai singoli Clienti per specifiche esigenze.

I sistemi di gestione per l'energia, in particolare, stanno trovando ampio consenso presso le aziende che intendono coniugare l'ottimizzazione dei propri processi con un contenimento dei costi energetici. Il tutto con tangibili vantaggi per l'ambiente che ci circonda. La norma ISO 50001, contenente i requisiti e le linee guida per l'implementazione e l'efficace attuazione di un sistema di gestione per l'energia, rappresenta uno strumento centrale anche per progetti di sviluppo delle smart grids che possano fondarsi su sistemi di misura, monitoraggio, controllo delle performance che siano efficacemente gestiti.

*Formazione:* L'SGS Training Lab è la nuova struttura formativa ideata da SGS per rispondere agli stimoli e alle proposte delle Imprese e dei Professionisti interessati a progettare nuovi percorsi formativi. L'approccio si basa sullo sviluppo di percorsi formativi disegnati per il raggiungimento di obiettivi personali, professionali e delle Imprese.

Siemens rappresenta una delle più importanti multinazionali al mondo. Opera nei settori dell'industria, dell'energia e della sanità fornendo, inoltre, soluzioni all'avanguardia per le infrastrutture delle città e delle aree metropolitane. Da oltre 160 anni si distingue per innovazione, qualità, affidabilità, eccellenza tecnologica e internazionalità, Siemens è il più importante fornitore a livello globale di tecnologie ecosostenibili, grazie alle quali ha generato il 40% del proprio fatturato totale. Con circa 360.000 collaboratori, l'azienda ha chiuso il 30 settembre l'esercizio fiscale 2010/2011 con un fatturato di 73,5 miliardi di Euro e un utile netto di 7 miliardi di Euro.

In Italia, Siemens, che conta su oltre 4.800 collaboratori, ha chiuso l'esercizio 2010/2011 con fatturato e ordini a 2,5 miliardi di Euro. Tra le maggiori realtà industriali attive nel nostro Paese, Siemens possiede stabilimenti produttivi e centri di competenza e ricerca & sviluppo di eccellenza mondiale.

Il Settore *Infrastructure & Cities* è fornitore mondiale di tecnologie sostenibili per le aree metropolitane e per le loro infrastrutture. Il Settore, con circa 87.000 collaboratori, offre soluzioni per la mobilità integrata e per la distribuzione efficiente dell'energia, tecnologie per gli edifici e per la sicurezza, applicazioni smart grid e prodotti di bassa e media tensione.

La Divisione *Smart Grid* fa parte del Settore *Infrastructure & Cities* ed è fornitore mondiale di prodotti e soluzioni per lo sviluppo delle reti intelligenti. Per

rispondere al crescente bisogno di energia, le reti di trasmissione e distribuzione devono non solo garantire l'integrazione delle fonti di produzione tradizionali e rinnovabili, ma anche assicurare flussi bidirezionali di energia e di comunicazione. Le reti intelligenti rendono possibili la generazione e l'utilizzo di energia in modo più efficiente e su richiesta e garantiscono una partecipazione attiva e capillare di produttori e consumatori al mercato energetico. Contribuiscono, nel contempo, all'elettificazione dei sistemi ferroviari, alla fornitura di energia agli impianti industriali, alle infrastrutture e alle città intere.

Smart Grid è composta da 3 Business Unit:

- *Energy Automation*, Centro di Competenza focalizzato su Substation Automation, Sistemi di Controllo per le infrastrutture elettriche e Gestione delle Reti;
- *Services*, attiva nel campo Soluzioni di O&M, diagnostica remota e strategie di manutenzione;
- *Rail Electrification*, offre applicazioni di Power Control Scada, Sistemi di elettificazione di linee ferroviarie e linee di contatto per sistemi di trasporto metropolitani.

L'obiettivo è sviluppare soluzioni capaci di migliorare le infrastrutture elettriche - applicazioni in grado di gestire la partecipazione attiva dei consumatori al mercato elettrico, a favore della mobilità sostenibile e dell'integrazione tra smart grid e smart building - che consentiranno il miglioramento della qualità della vita dei cittadini e la sostenibilità e la competitività delle aree urbane.



SMA Solar Technology è la prima azienda a livello mondiale nel campo degli inverter fotovoltaici e conta oltre trent'anni di esperienza. L'inverter, cuore intelligente degli impianti ad energia solare, è il componente strategico in grado di trasformare la corrente continua prodotta dalle celle fotovoltaiche in corrente alternata conforme alla rete del distributore.

Con un fatturato di 1,7 miliardi di euro nell'anno 2011 e oltre 20 GW di inverter installati nel mondo, il Gruppo SMA, che ha sede centrale a Niestetal in Germania, nei pressi di Kassel, è presente in quattro continenti con 19 filiali estere, tra cui SMA Italia con sede a Milano. Dal 2008 la casa madre SMA Solar Technology è quotata alla Borsa di Francoforte (S92) nel segmento Prime Standard e nell'indice TecDAX.

SMA Italia, filiale della tedesca SMA Solar Technology, nasce nel 2005; Valerio Natalizia, oggi Direttore Generale e Amministratore Delegato, ne è il fondatore. Le cinque e ben distinte Business Unit compongono la struttura di SMA Italia che esalta straordinariamente l'attenzione al cliente: Power Plant Solutions (PPS), Medium Power Solutions (MPS), Service, Marketing e Business Management. Che siano distributori, progettisti o installatori, SMA guarda agli attori che fanno parte del mondo del fotovoltaico, predisponendo adeguati programmi commerciali e di marketing.

La forza di SMA sta da sempre nel riconoscere le esigenze del mercato in anticipo e nello stabilire le tendenze grazie alla continua innovazione tecnologica che consente di aumentare i benefici riducendo il

prezzo specifico per Watt.

SMA è trend-setter anche dal punto di vista della formazione, del Customer Care e del Marketing, come dimostrato dall'ampia offerta di corsi di formazione della Solar Academy e dal Sunny PRO Club, il primo club del marketing dedicato ai professionisti del fotovoltaico.

La divisione Service, sia grazie all'assistenza telefonica sia attraverso una capillare rete di tecnici specializzati e operativi su tutto il territorio nazionale, aiuta trasversalmente chi, nel panorama fotovoltaico, ha scelto SMA.

SMA produce la più ampia gamma di inverter attualmente disponibile sul mercato, adatti a ogni tipo di modulo fotovoltaico e a tutte le potenze di impianto, sia per installazioni connesse alla rete sia per sistemi ad isola.

Diverse sono le famiglie di prodotti SMA: gamme di inverter sia per gli impianti residenziali di piccola taglia, con i prodotti Sunny Boy, sia per impianti di media potenza, con l'offerta Sunny Mini Central e gli inverter trifase Sunny Tripower. Inoltre, per le grandi installazioni, SMA offre la gamma dei Sunny Central che contribuisce a dare vita alle grandi centrali fotovoltaiche da diversi MW. SMA ha un ventaglio completo di soluzioni anche per il controllo e il monitoraggio degli impianti.

Gli inverter SMA si distinguono per l'altissimo grado di rendimento, che in alcuni dispositivi come il Sunny Tripower 20000 HE raggiunge addirittura il 99%, a tutto vantaggio di una maggiore produzione di energia e un rapido ritorno d'investimento.









---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---















Copyright 2012 © Politecnico di Milano - Dipartimento di Ingegneria Gestionale  
Collana Quaderni AIP  
Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 - Tribunale di Milano

Direttore Responsabile: Umberto Bertelè

Progetto grafico e impaginazione: MEC Studio Legnano  
Stampa: Grafiche Ponzio

ISBN: 978-88-904839-1-2

Main Partner

---



Partner

---



ISBN

978-88-904839-1-2