

La redditività degli interventi di efficienza energetica e i fattori di rischio

Mario Cirillo
Monza, 15 giugno 2015

ref4e
economics
engineering
energy
environment

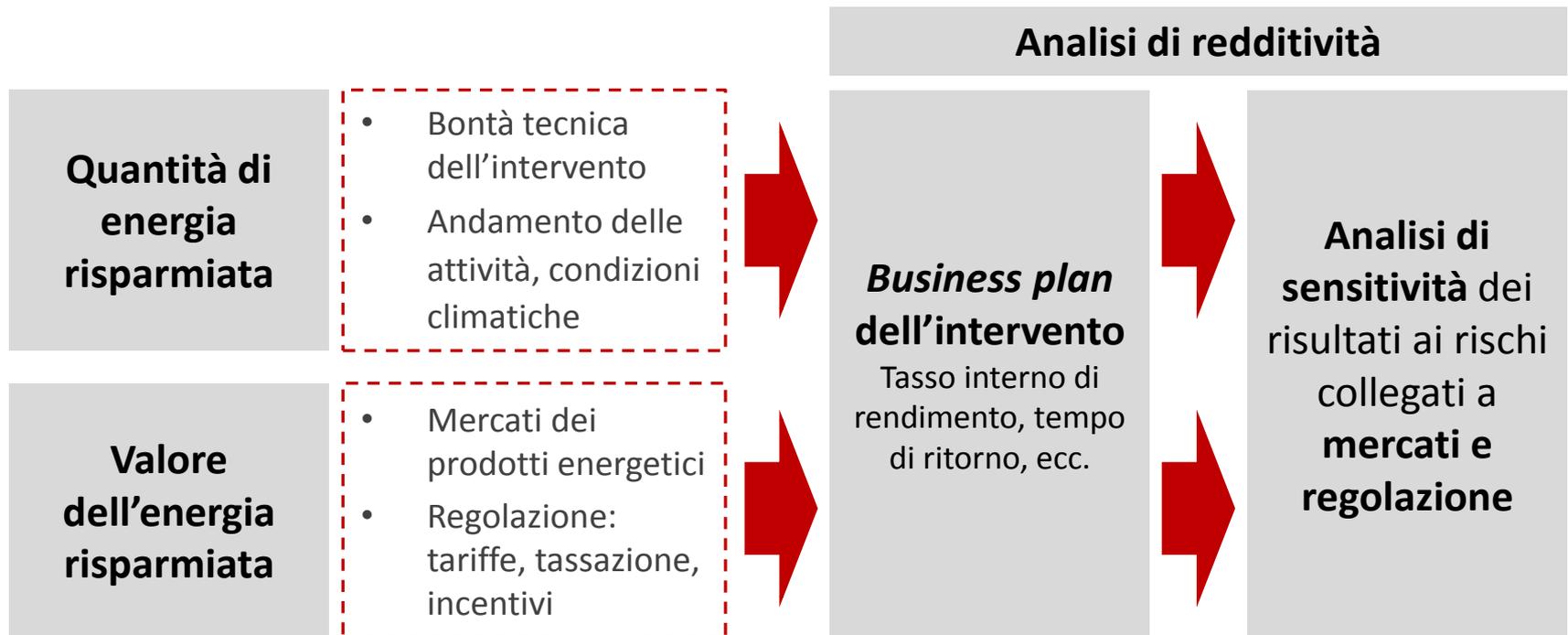


- **Società attiva dal 1999** (fino al 2011 come REF – Ricerche per l'Economia e la Finanza)
- Focus su **energia e ambiente, consulenze di tipo economico e finanziario** fornite da un gruppo di esperti con competenze multidisciplinari (economia, ingegneria, statistica, matematica, scienze politiche)
 - Analisi di **impatto della regolazione sugli operatori** del settore energetico (sia lato offerta, sia lato domanda)
 - **Analisi dei mercati energetici** (energia elettrica, gas, mercati ambientali e sistemi di incentivazione, mercato petrolifero)
 - Supporto alla **valutazione di investimenti** (*business plan*, analisi di rischio)
 - Supporto alla **gestione di contenziosi con le organizzazioni che amministrano il sistema energetico** (es. GSE, CCSE, ecc.)
 - Realizzazione di **indagini statistiche** sugli operatori del mercato energetico per lo studio della penetrazione di tecnologie efficienti e rinnovabili

Discussione dei fattori di rischio che possono incidere sulla redditività di interventi di efficienza energetica



Analisi di un caso studio nel settore della climatizzazione



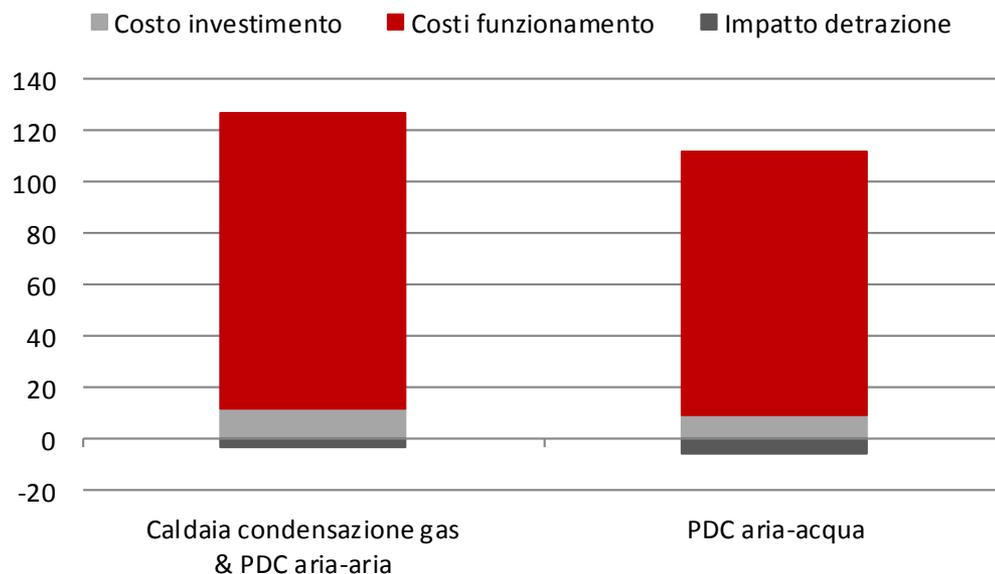
I **principali fattori** di rischio consistono in:

- **Prezzi all'ingrosso** di elettricità e gas
- **Componenti tariffarie** dei prezzi finali
- **Prezzi e regole per TEE, Conto termico, detrazioni fiscali**

IPOTESI

- **Unità immobiliare ad uso terziario (ufficio)** di 1725 m² (superficie riscaldata)
- **Edificio esistente, bassa efficienza energetica**
- Due opzioni tecnologiche a confronto per soddisfare i fabbisogni di climatizzazione invernale ed estiva
 - **Caldaia a condensazione a metano + pompe di calore aria-aria** (consumo elettricità 138 MWh/anno)
 - **Pompa di calore (PDC) aria-acqua** (consumo elettricità 216 MWh/anno)
- Fabbisogno di energia (elettrica) per illuminazione e apparecchi da ufficio (relativamente) elevato

Costo pieno* delle due opzioni considerate (€/MWh di fabbisogno energetico)



Fonte: elaborazioni REF-E

In caso di sostituzione di una caldaia a gas convenzionale (cioè non a condensazione) il **tempo di ritorno** dell'investimento – misurato come capacità dei risparmi economici ottenuti di coprire l'investimento nel nuovo impianto – è **di 7 anni nel caso di installazione di una PDC** (senza contare l'eventuale guadagno di efficienza nella sostituzione di un vecchio impianto di condizionamento con la nuova PDC)

*la misura di costo pieno presentata include anche i costi operativi diversi da quelli attribuibili al soddisfacimento dei fabbisogni di riscaldamento, ACS e raffrescamento, mentre non include i relativi costi di investimento (ad es. computer, stampanti, impianti di illuminazione ecc.

Principali fattori di rischio che incidono sui costi*

Caldaia condensazione gas & PDC aria-aria	PDC aria-acqua	Tipo di rischio
Prezzo all'ingrosso del gas		Mercato (e regolazione)
Prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica	Prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica	Mercato (e regolazione)
Livello oneri generali sistema (gas)		Regolazione
Livello oneri generali sistema (elettrico)	Livello oneri generali sistema elettrico	Regolazione
Struttura oneri generali sistema elettrico	Struttura oneri generali sistema elettrico	Regolazione
Tassi di interesse	Tassi di interesse	Mercato del credito

*Sono i rischi riferiti a questo specifico caso

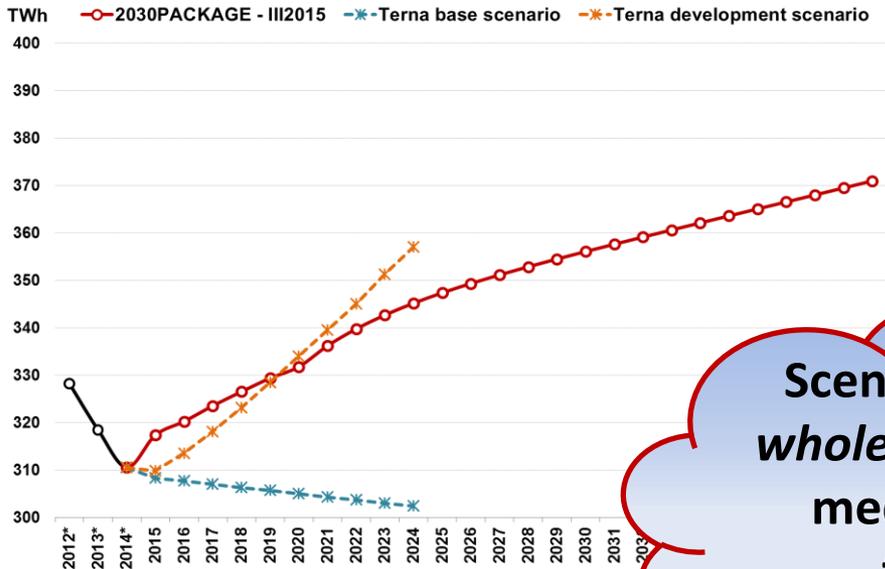
Rischi – Prezzi all'ingrosso

Domanda

PIL, intensità energetica

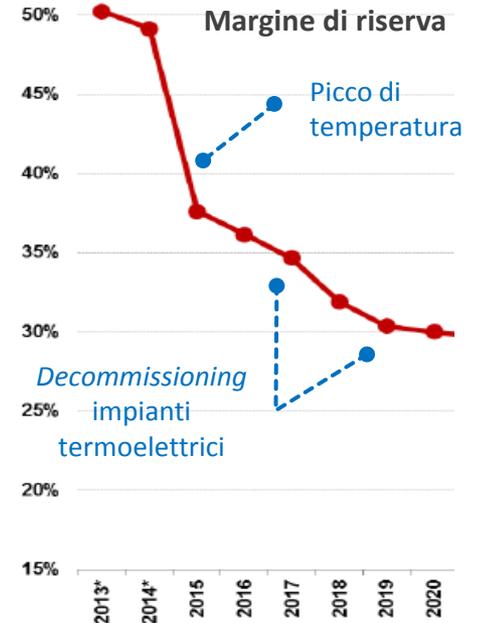
Offerta di energia convenzionale e rinnovabile

Margini di riserva, importazioni, quota di produzione non programmabile



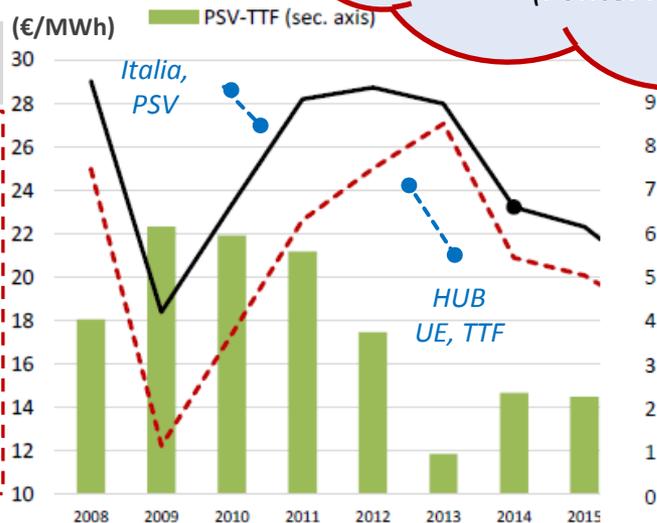
Scenari di prezzo wholesale di breve, medio e lungo termine

(Fonte: REF-E)



Prezzi gas

Offerta globale (convenzionale e non), domanda interna e internazionale, Indicizzazione oil e rinegoziazioni

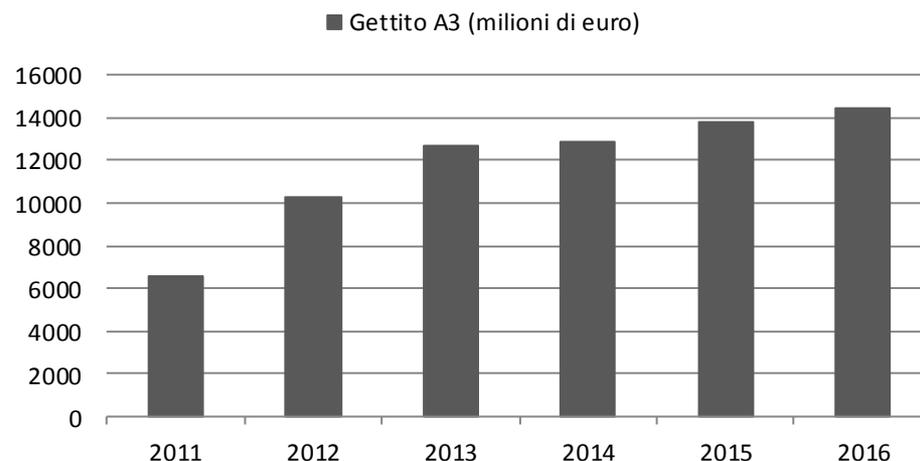


Integrazione dei mercati nella UE

Riforma del mercato elettrico prevedrà possibilità di prezzi negativi?

- Per un utente elettrico non domestico come quello considerato per valutare l'opzione «gas condensazione & PDC aria-aria», **il peso degli oneri generali di sistema sulla bolletta** (prezzo finale inclusivo di tasse) **è di poco superiore al 30%**, mentre gli **oneri di rete** impattano per circa il **15%**
- Per quanto concerne la bolletta elettrica, il livello dipenderà dal **budget allocato per incentivare l'energia elettrica rinnovabile**, e dall'eventuale **trasferimento di una parte di questo budget sulla bolletta del gas** (ad es. attraverso l'incentivazione del biometano)
- Per quanto concerne la bolletta del gas, il livello degli oneri generali dipenderà **dall'efficacia dei sistemi di incentivazione dell'efficienza energetica e dell'energia rinnovabile «termica»**
 - Tariffe per il biometano
 - Conto termico
 - Titoli di efficienza energetica (in questo caso è importante anche il prezzo dei TEE stessi)
- Tornando all'elettrico, per le PMI saranno importanti le **decisioni finali sull'allocazione degli oneri generali tra utenti non domestici**, a valle delle decisioni UE sulla compatibilità delle norme attualmente previste per le imprese energivore rispetto alla disciplina degli aiuti di stato per l'energia e l'ambiente

Costi ambientali sulla bolletta elettrica



Fonte: AEEGSI

Legge 21 del 2016: l'Autorità per l'Energia deve provvedere «*ad adeguare, con decorrenza dal 1° gennaio 2016, in tutto il territorio nazionale, la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico applicate ai clienti dei servizi elettrici per usi diversi da quelli domestici ai criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore alla medesima data...*»

Il 24 maggio scorso l'Autorità ha pubblicato un **documento di consultazione per attuare la norma (DCO 255/2016)** in cui valuta una **serie di opzioni**.

Cosa si sa:

- La quota di gettito recuperata attraverso le **componenti fisse** della tariffa aumenterà
- La «riforma» sarà effettuata senza impatto sui clienti domestici, mentre le **decisioni sui clienti energivori** potranno avere effetti sulle deliberazioni dell'Autorità

Cosa non si sa:

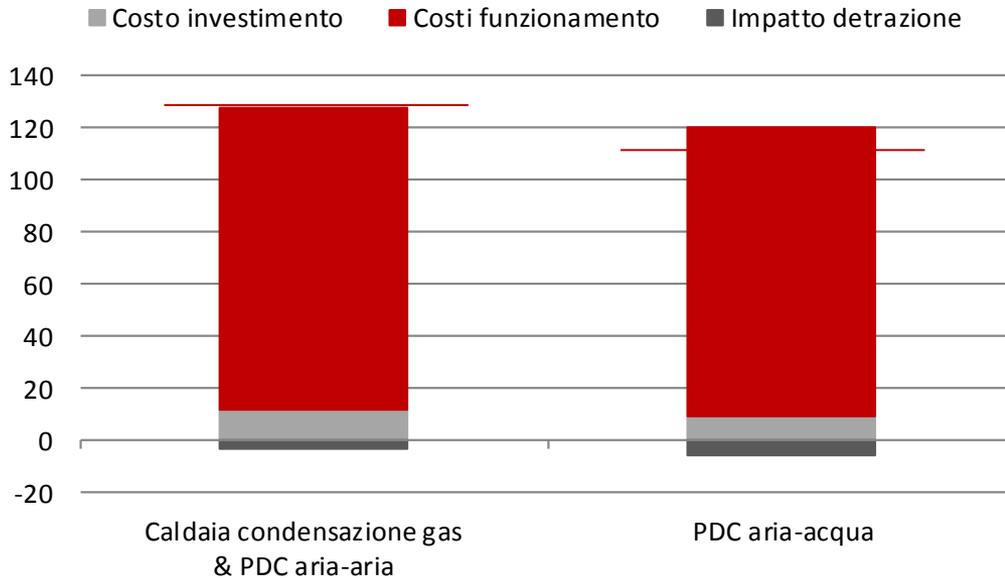
- **Quanto le componenti tariffarie interessate rifletteranno quelle di rete**
- **Quale percorso di gradualità**
- **Percorso differenziato per tipo di utente (tensione)**



**Ancora in discussione, ma quale possibile
impatto sul caso considerato?**

Costo pieno* delle due opzioni considerate nel caso di riforma della struttura delle componenti tariffarie per gli oneri generali**

(€/MWh di fabbisogno energetico)



Fonte: elaborazioni REF-E

A valle della riforma** la convenienza economica delle due soluzioni si avvicina.

In caso di **sostituzione di una caldaia a gas convenzionale**, il tempo di ritorno dell'investimento nella soluzione «PDC aria-acqua» si allunga e **arriva a 13 anni**

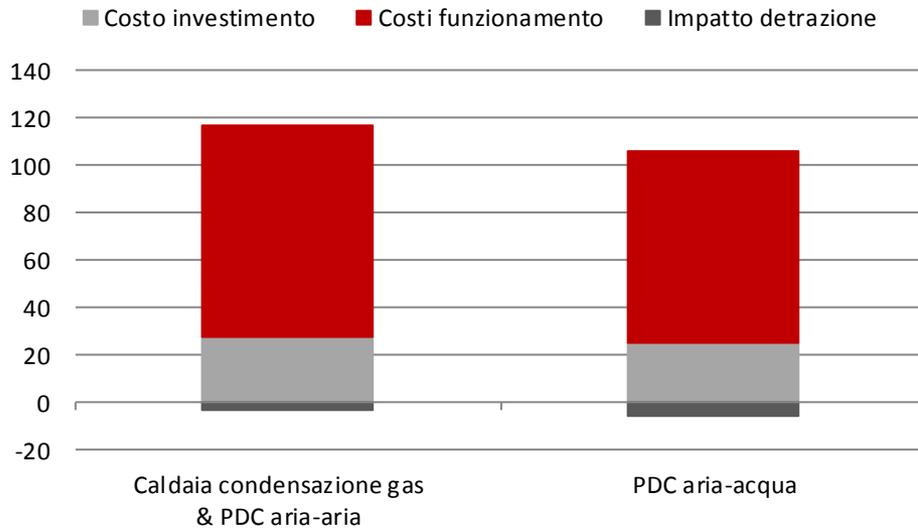
*la misura di costo pieno presentata include anche i **costi operativi diversi da quelli attribuibili al soddisfacimento dei fabbisogni di riscaldamento, ACS e raffrescamento**, mentre non include i relativi costi di investimento (ad es. computer, stampanti, impianti di illuminazione ecc).

**Ipotesi B3 dell'AEEGSI

NB: i risultati non sono generalizzabili, possono variare da caso a caso

Caso studio: climatizzazione & fotovoltaico in regime SEU

Costo pieno* con FV con struttura tariffaria attuale (€/MWh di fabbisogno energetico)

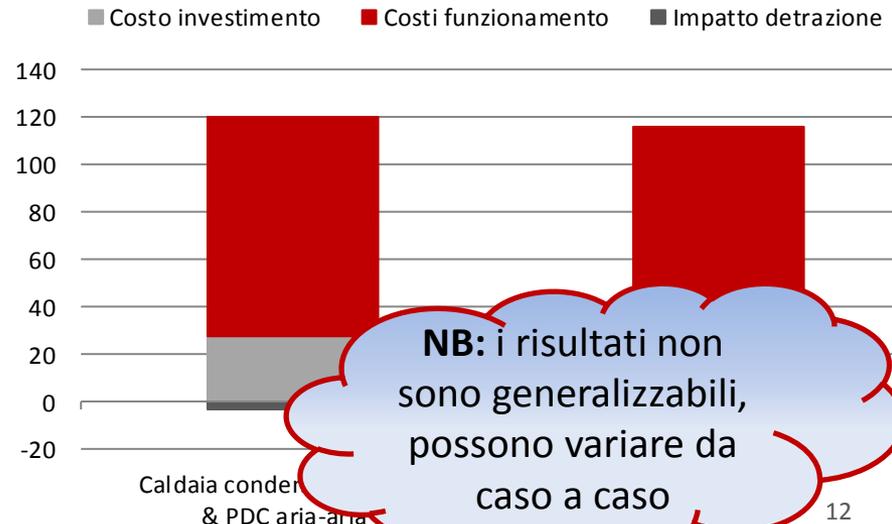


Fonte: elaborazioni REF-E

La possibilità di beneficiare delle **agevolazioni tariffarie** (scambio sul posto – SEU) produce un leggero abbassamento del costo pieno della soluzione PDC. Il **tempo di ritorno** dell'investimento è di **8 anni**, tuttavia negli anni successivi i risparmi sono più sostenuti rispetto al caso senza FV.

La riforma** ridimensiona i benefici tariffari ottenibili dagli autoproduttori: la convenienza ad investire nell'una o nell'altra soluzione diventa simile, e il **tempo di ritorno** nel caso PDC diventa di **11 anni**

Costo pieno* con FV dopo riforma** (€/MWh di fabbisogno energetico)



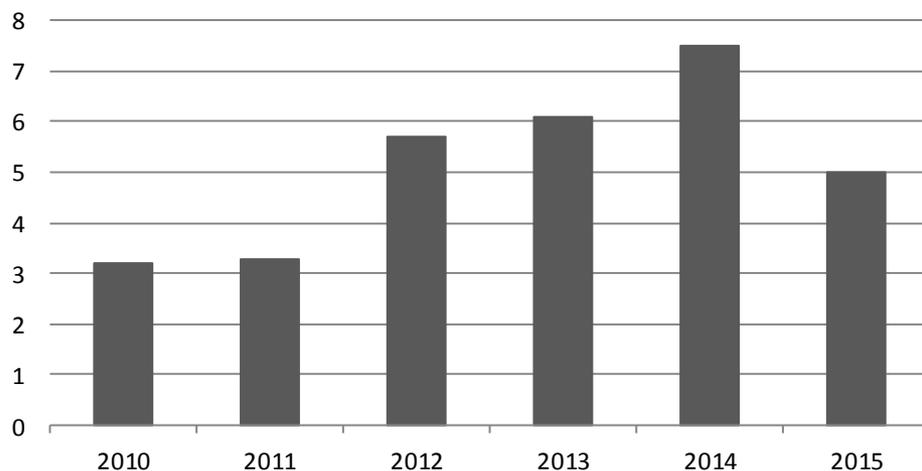
NB: i risultati non sono generalizzabili, possono variare da caso a caso

Fonte: elaborazioni REF-E

*la misura di costo pieno presentata include anche i **costi operativi diversi da quelli attribuibili al soddisfacimento dei fabbisogni di riscaldamento, ACS e raffrescamento**, mentre non include i relativi costi di investimento (ad es. computer, stampanti, impianti di illuminazione ecc).

**Ipotesi B3 dell'AEEGSI

Offerta di TEE (Mtep)



Fonte: GSE

- **L'offerta** di Titoli di Efficienza Energetica (TEE) **si sta contraendo**, mentre la domanda (presumibilmente) continuerà ad aumentare
- Il MSE ha proposto (Settembre 2015) una **revisione dei coefficienti moltiplicativi dell'incentivo**, tesa alla conciliazione tra numero di TEE e risparmi effettivi

P
R
E
Z
Z
I

Conto termico*

- Semplificazioni per l'accesso agli incentivi
- Incremento dell'intensità di incentivazione
- Accorciamento della durata di incentivazione
- Semplificazione per i pagamenti
- Esteso a interventi di dimensioni maggiori

- Appetibile per interventi di dimensioni medio-grandi
- Per gli altri interventi, la **convenienza rispetto alle detrazioni fiscali può dipendere dal valore economico del tempo**, cioè dai tassi di interesse

Opportunità – La fornitura di risorse di flessibilità

Risparmi/ricavi

Risparmio di energia primaria
(anche attraverso integrazione di sistemi energetici, es. elettricità e calore)

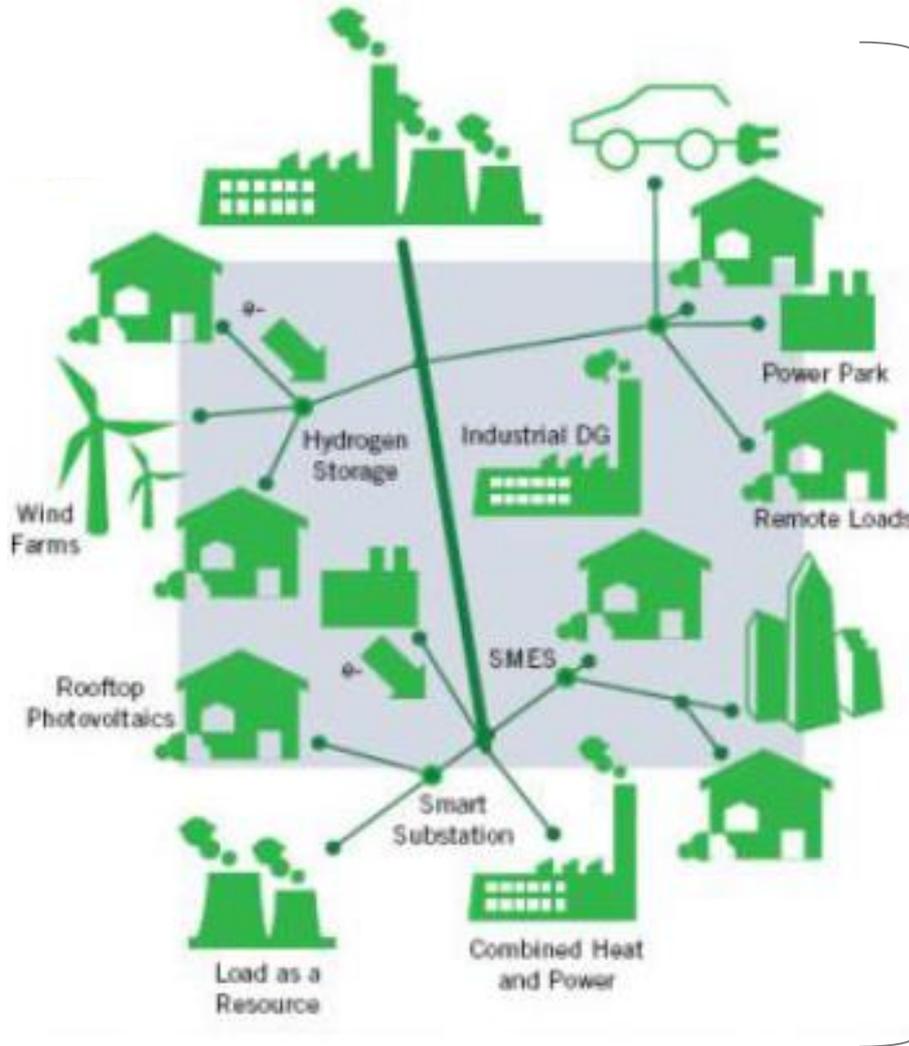
Benefici economici del risparmio energetico
Ricavi da strumenti di sostegno finanziario

Demand-side flexibility
(attraverso la *demand response*, ossia il *time shift* della domanda)

Ricavi da arbitraggio su mercati dell'energia e offerta servizi per il bilanciamento del sistema

DCO AEEGSI 298/2016 del 9 giugno scorso

Prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento: apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita



- **Produrre e consumare energia è sempre più complesso** e siamo in una fase in cui la **trasformazione del sistema energetico ha un forte impatto sui mercati e richiede modifiche importanti del quadro regolatorio**
- Sul lato degli impatti economici degli interventi di efficienza energetica legati al prezzo dell'energia, un buon *business plan* deve tenere conto nel modo migliore possibile dei **fattori di rischio**, di mercato (dell'energia), regolatori, legati al mercato del credito, ecc.
 - **prezzi all'ingrosso** (almeno interventi più grandi, o interventi replicati su ampia scala)
 - **componenti tariffarie** che impattano sul prezzo finale dell'energia
 - **Incentivi applicabili** e loro misura
 - **Nuove opportunità di ricavo sui mercati dell'energia**, che per il consumatore si traducono in comportamenti di consumo più «reattivi» alle condizioni economiche che si determinano sul mercato



Mario.cirillo@ref-e.com
www.ref-e.com

Disclaimer

Le opinioni espresse sono esclusivamente quelle di REF-E che svolge in modo autonomo ed indipendente la propria attività di ricerca. Le stime e la documentazione prodotte da REF-E sono destinate esclusivamente all'uso interno e non possono essere distribuite o usate in alcun altro modo senza previa autorizzazione scritta da parte di REF-E. Le informazioni riportate nel presente lavoro sono ritenute dagli autori e da REF-E le migliori possibili. Tuttavia, né gli autori né REF-E garantiscono la accuratezza e la completezza delle informazioni né si assumono alcuna responsabilità sulle eventuali conseguenze derivanti dall'utilizzo delle informazioni riportate.

Disclaimer

The opinion expressed in this report are solely of REF-E, which is independent in developing its work. Data and documentation produced by REF-E are for the exclusive internal use and cannot be distributed or used without previous written authorization by REF-E. The information reported are the best possible according to REF-E and to the authors. Anyway, both REF-E and the authors do not guarantee the accuracy and the completeness of the information reported, and do not assume any responsibility for the consequences deriving from the use of such information.