



Il Global Cost dell'energia e gli effetti dello sviluppo delle rinnovabili

Alessandro Marangoni

Seminario "I falsi miti delle energie rinnovabili"

Fondazione Sandretto Re Rebaudengo

Torino, 7 giugno 2016



Indice

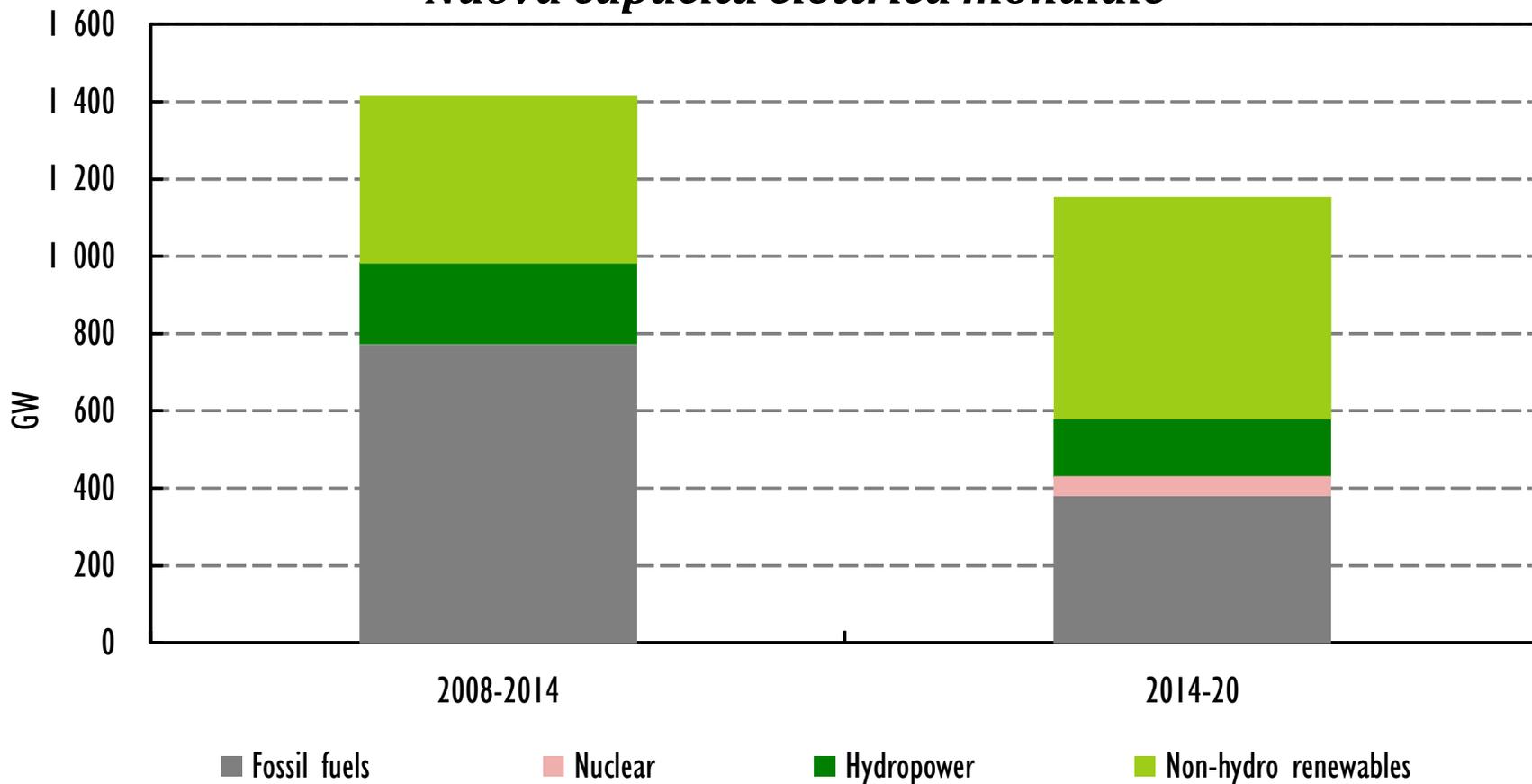
- 1. L'energia cambia ...**
- 2. I costi della generazione elettrica**
 - 2.1. I costi industriali delle diverse fonti
 - 2.2. Gli oneri dovuti alle esternalità
 - 2.3. Il Global Cost dell'Energia (GCE)
- 3. L'analisi costi-benefici delle FER**
 - 3.1. Valutare le policy in un'ottica di sistema
 - 3.2. Gli scenari di sviluppo al 2030
 - 3.3. Il bilancio costi-benefici
 - 3.4. Le principali voci di bilancio
 - 3.5. Conclusioni

1. L'energia cambia ...

- 329 mld \$ investimenti nelle rinnovabili nel 2015 (IEA)
- Oltre 90% nuova energia elettrica nel 2015 è stata generata da fonti rinnovabili
- In Italia, cambiato fuel mix e struttura parco generazione: da 3.000 a 700.000 impianti
- Grandi utility europee: mutazione tecnologica, riconversione e nuovi modelli di business
- Rinnovabili da nicchia a pivot: ripensare market design
- Trasformazione sistema elettrico, evoluzione tecnologica e smart energy

Le rinnovabili sono la prima fonte di nuova capacità

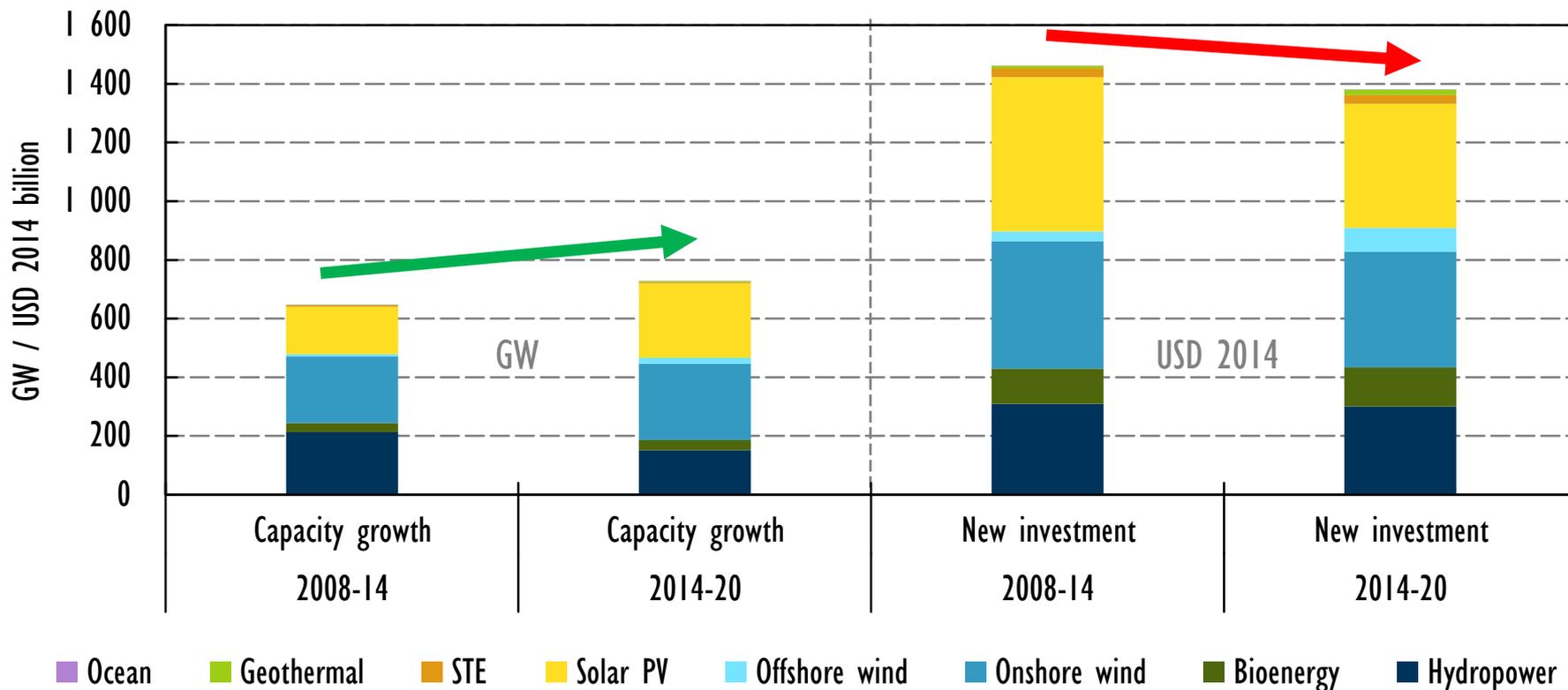
Nuova capacità elettrica mondiale



Fonte: IEA

... in uno scenario di costi decrescenti

Capacità elettrica rinnovabile: nuova capacità vs. nuovi investimenti



Fonte: IEA

Eolico e fotovoltaico coprono 2/3 dei nuovi investimenti al 2020 (900 mld \$).
L'aumento di capacità avviene con investimenti decrescenti

2. I costi della generazione elettrica

Come determinare i veri costi?

- Stimare i costi di generazione elettrica delle fonti fossili e rinnovabili considerando l'insieme degli elementi economici ambientali e sociali che concorrono alla sua produzione
- Carbone, gas naturale, eolico, fotovoltaico e idroelettrico
- Costi industriali e finanziari sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (Levelized Cost Of Electricity - LCOE)
- Costi degli impatti esterni al perimetro di impresa sull'ambiente e la salute (esternalità negative)



Global Cost of Electricity (GCE)

2.1 I costi industriali delle diverse fonti

Gli LCOE stimati in Italia

€/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico ¹		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
RSE, 2014	53,0	65,0	70,0	86,0	123,0		150,0		77,0	165,0
Ecofys, 2014	60,0	90,0	80,0	135,0	55,0	120,0	75,0	105,0	25,0	135,0
IEA, 2015					69,5		108,1		130,2	
Irex Monitor, 2014-2015 ²					81,5		112,3	147,3		
MEDIA	67,0		92,8		89,8		116,3		106,4	

¹ Impianti Utility Scale (> 1 MW)

² Eolico: Irex Annual Report 2015; Fotovoltaico: Irex Annual Report 2014

Gli LCOE stimati a livello globale

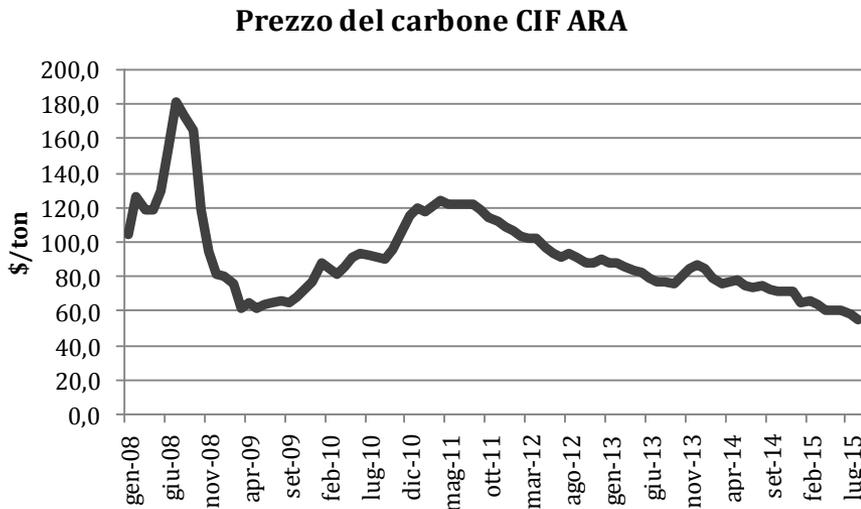
€/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Ecofys, 2014 ¹	55,0	95,0	75,0	135,0	55,0		90,0		30,0	160,0
IRENA, 2015 ¹					31,6	105,4	94,1	185,2	26,3	173,1
IEA, 2015 ²	30,1	67,7	30,1	90,3	41,4		71,5		15,1	173,1
Irex Monitor, 2015 ³					60,2		126,8			
MEDIA	62,0		82,6		58,7		113,5		96,3	

¹ Media UE 28

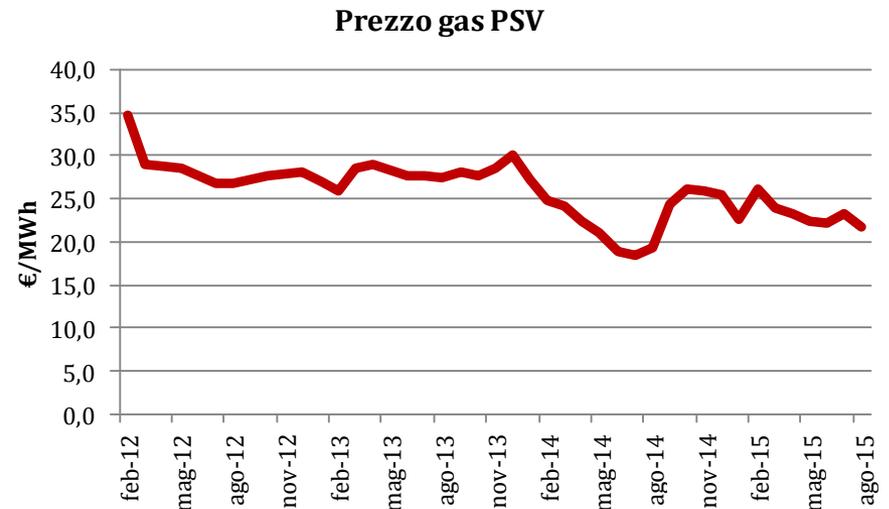
² Media mondiale

³ Eolico: Irex Annual Report 2015; Fotovoltaico (utility scale): Irex Annual Report 2014; media (IT, FR, DE, ES, DK, EL, UK, RO, PL)

- Per gli impianti a gas naturale e carbone il costo di generazione è fortemente influenzato dal prezzo del combustibile, che può subire ampie fluttuazioni nel tempo.
- Per le centrali a ciclo combinato un aumento del 10% del prezzo del fuel comporta un incremento del LCOE $\approx 7\%$, mentre per il carbone l'impatto è più limitato, 3% - 4% (NREL, 2010).



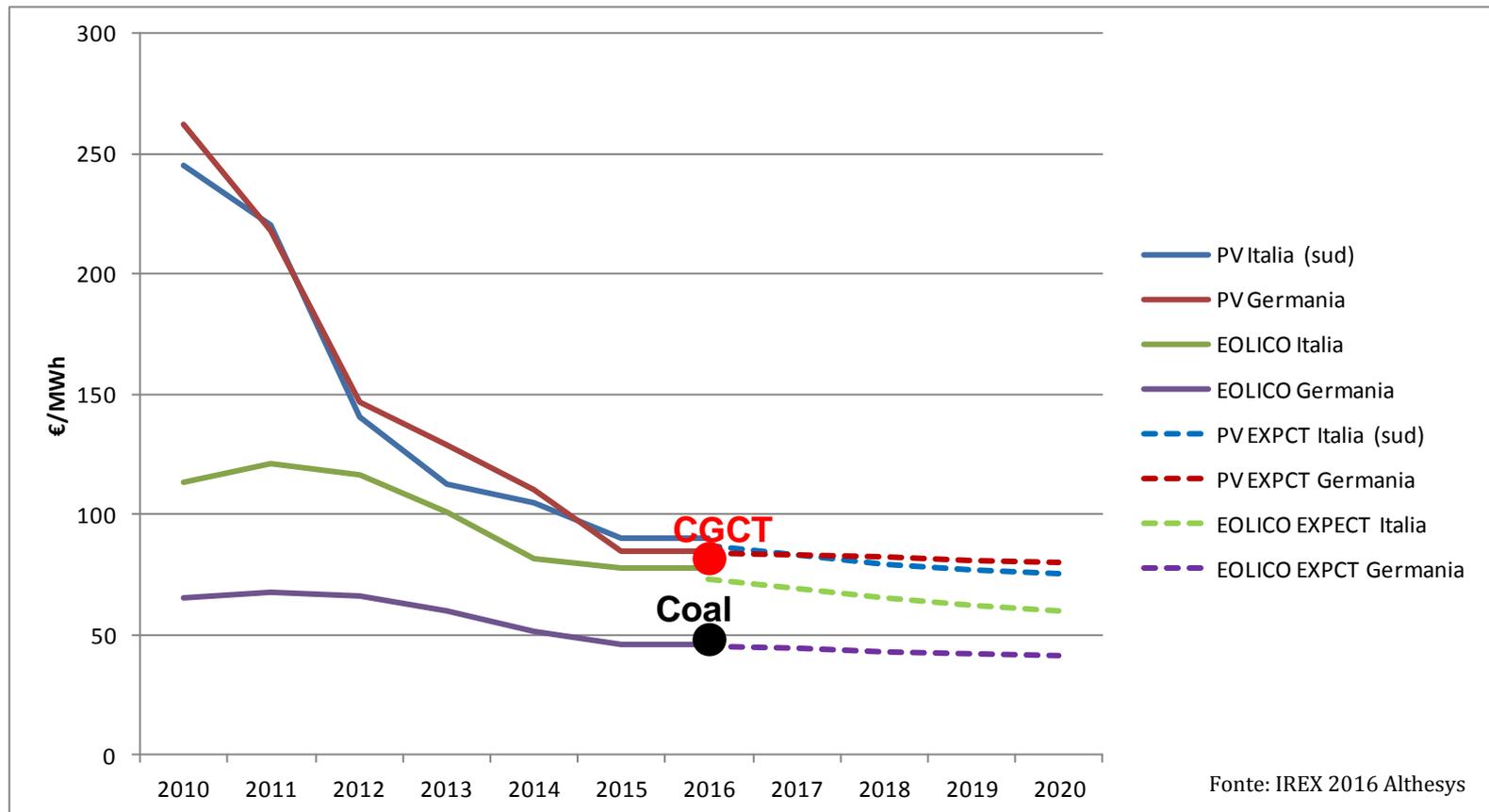
Fonte: Elaborazione Althesys su dati Platts



Fonte: Elaborazione Althesys su dati Platts

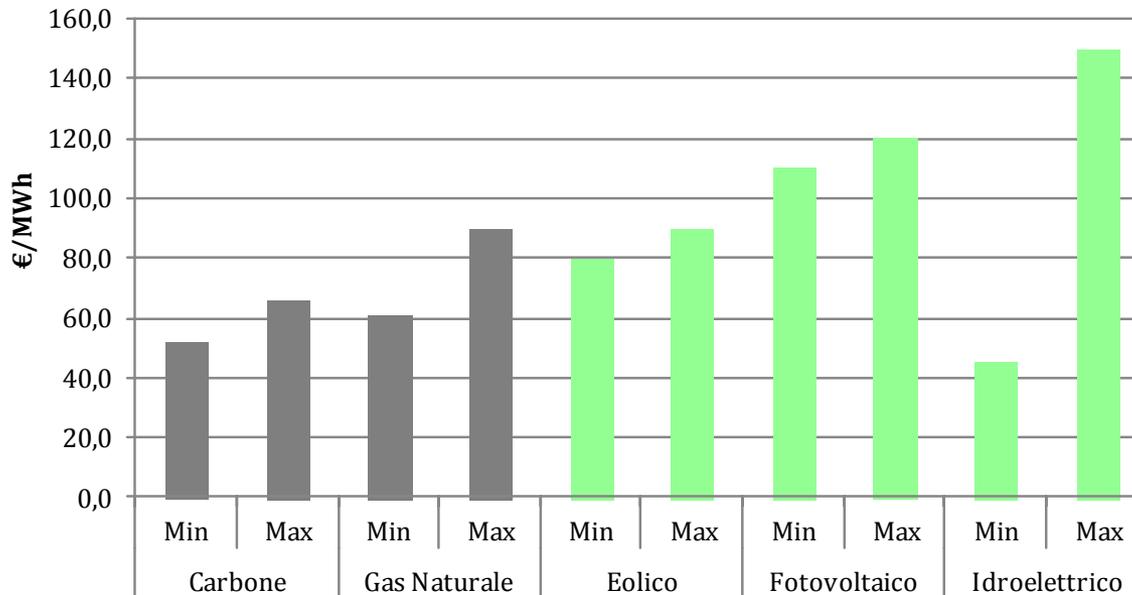
- LCOE delle rinnovabili è in larga parte dato dal costo di investimento (Capex) ed è prevedibile per la vita dell'impianto
- I costi sono notevolmente scesi nel tempo ed è atteso un ulteriore calo nel mondo, fino a 30-40 \$/MWh eolico e 50-55 PV

Costi di generazione eolico e fotovoltaico 2010-2015, forecast 2020



In condizioni di elevati prezzi del gas, l'eolico risulta più conveniente già sulla base dei soli costi industriali (esternalità non incluse), mentre l'idroelettrico di grande taglia è sempre la fonte più economica

LCOE per le diverse tecnologie



LCOE €/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
	52,1	65,9	61,1	89,3	80,0	90,0	110,0	120,0	45,0	150,0

2.2 Gli oneri dovuti alle esternalità

- I prezzi di mercato riflettono solo in parte gli effettivi costi della produzione di energia
- LCOE non considera gli effetti prodotti al di fuori del perimetro aziendale
- Non sono computati i costi esterni dovuti agli impatti sull'ambiente e sulla salute provocati dalla produzione di energia elettrica
- Gli attuali sistemi di inclusione di costi delle carbon emission (ETS) paiono ad oggi inadeguati rispetto all'entità degli oneri stimati dai principali studi

Stime dei costi esterni per le diverse fonti di generazione

€/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
RSE, 2014	50,00	70,00	20,00		trascurabili		2,00		trascurabili	
Ecofys, 2014	81,70	95,30	34,30		4,20		14,20		1,00	
ExternE, 2005	86,37		25,34		1,28		6,11		4,90	
REN 21, 2012	64,42		26,48		3,24		7,69		3,24	
MEDIA	74,6		26,5		2,9		7,5		3,0	

2.3 Il Global Cost dell'energia (GCE)

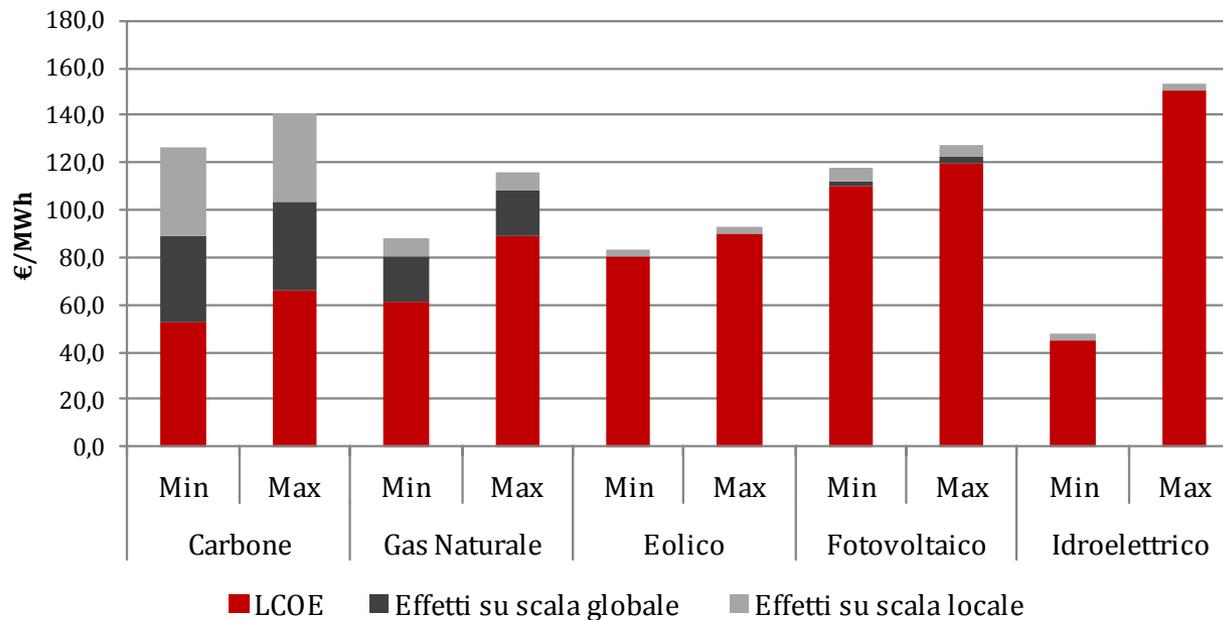
Global Cost of Electricity per le diverse fonti di generazione

€/MWh	Carbone		Gas Naturale		Eolico		Fotovoltaico		Idroelettrico	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
LCOE	52,1	65,9	61,1	89,3	80,0	90,0	110,0	120,0	45,0	150,0
Costi esterni	74,6		26,5		2,9		7,5		3,0	
Global cost	126,7	140,5	87,6	115,8	82,9	92,9	117,5	127,5	48,0	153,0

- Il carbone ha i minori costi di generazione, ma è anche più impattante: i costi esterni sono addirittura superiori al LCOE in entrambe le ipotesi (prezzo alto o basso del combustibile)
- Anche per il gas le esternalità sono un importante costo: tra il 23% (prezzo del gas alto) e il 30% (prezzo del gas basso) del global cost
- L'impatto dei costi esterni sulle rinnovabili è marginale e legato per lo più alla fase di costruzione e smaltimento degli impianti dei relativi materiali

- Il carbone già oggi ha costi complessivi superiori a quelli delle rinnovabili
- L'eolico ha un GCE inferiore a quello delle fonti fossili, anche con prezzi di mercato dei combustibili bassi
- Il fotovoltaico è oggi competitivo con il carbone ed ha costi complessivi in linea con quelli del gas nel caso di approvvigionamento a prezzi elevati
- La competitività dell'idroelettrico dipende dalle dimensioni dell'impianto: quelli più grandi, già oggi, hanno i minori Global Cost

Global Cost della generazione elettrica



3. L'analisi costi-benefici delle FER

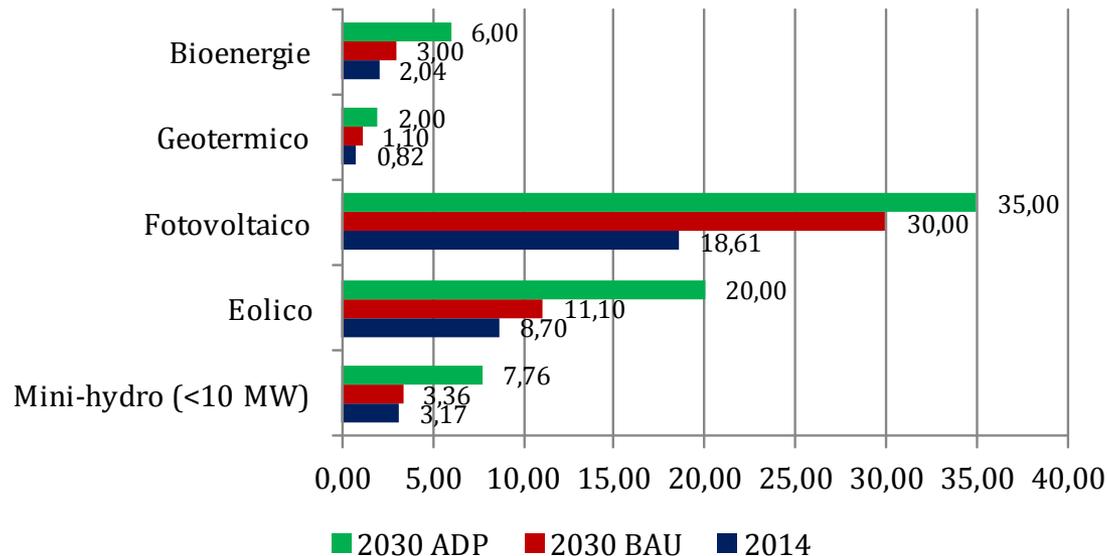
3.1 Valutare le policy in un'ottica di sistema

- Negli ultimi anni l'Italia ha investito molto nello sviluppo delle rinnovabili per cogliere gli obiettivi della Direttiva 2009/28/CE al 2020
- La rapida crescita delle FER elettriche ha permesso di cogliere i target della SEN, che prevedeva una quota al 2020 tra il 35 e 38%.
- A fronte degli investimenti nelle rinnovabili, si hanno molteplici ricadute positive, non solo ambientali, ma anche economiche ed energetiche
- L'analisi costi-benefici valuta l'impatto della crescente penetrazione delle FER nel sistema elettrico italiano, quantificando:
 - le ricadute ambientali e sociali degli investimenti nelle rinnovabili
 - l'indotto e l'occupazione creati
 - la riduzione della dipendenza energetica e dei rischi dei mercati dei combustibili fossili

3.2 Gli scenari di sviluppo al 2030

- Scenario **BAU (Business As Usual)**, più prudente, prevede di mantenere una quota di generazione FER del 38% sulla domanda elettrica al 2030 (345 TWh)
- Nello scenario **ADP (Accelerated Deployment Policy)** si ipotizza una penetrazione maggiore delle FER elettriche, sino a raggiungere il 55% della domanda al 2030: fotovoltaico 35 GW, eolico 20 GW, mini-hydro 7,76 GW, bioenergie 6,0 GW e geotermico 2 GW entro il 2030

Ipotesi di sviluppo 2014-2030 delle FER elettriche (GW)



3.3 Il bilancio costi benefici

Benefici netti per l'Italia di oltre **29 miliardi €** nello scenario **BAU** e circa **104** in quello **ADP**

dati in mln €

Costi	BAU	ADP
Incentivi	158.347	171.043
<i>di cui nuovi</i>	2.467	15.164
Detrazioni fiscali fotovoltaico	2.429	3.495
Costi carenze infrastrutturali	1.585	1.815
TOTALE	162.361	176.354
Benefici	BAU	ADP
Riduzione del prezzo dell'elettricità	72.091	92.254
Riduzione del fuel risk	7.586	11.825
Emissioni di CO ₂ evitate	25.289	48.369
Altre esternalità evitate	13.537	16.575
Ricadute economiche dirette	50.246	74.538
<i>di cui per l'occupazione</i>	20.862	34.051
Ricadute economiche indirette	15.899	25.959
Ricadute economiche indotte	7.344	11.092
TOTALE	191.992	280.612
Saldo benefici-costi	29.631	104.258

3.4 Le principali voci di bilancio

I costi delle rinnovabili

Gli incentivi

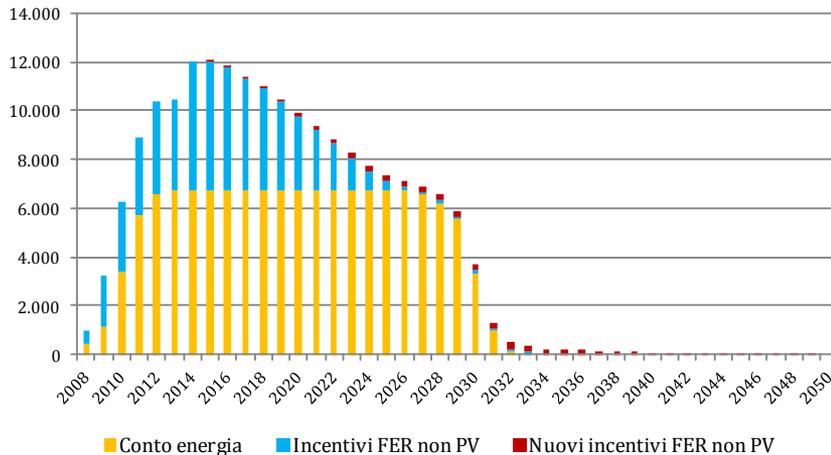
158 mld €

171 mld €

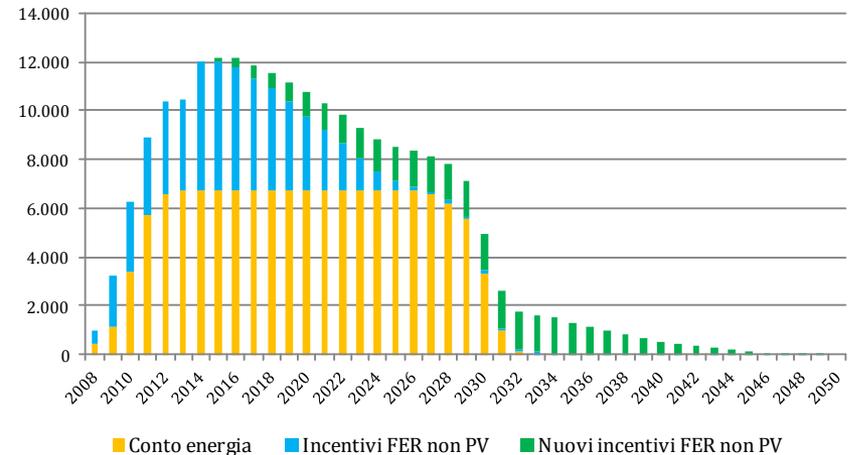
Considera le misure esistenti al 2014: Conto Energia, Certificati Verdi, Tariffa Onnicomprensiva, CIP 6 e DM 06/07/2012 (fonte: GSE) e la loro vita residua. Sono, inoltre, ipotizzati nuovi incentivi per le installazioni tra il 2015 e il 2030 per le FER non fotovoltaiche mantenendo il tetto di 5,8 mld €

L'entità dei nuovi incentivi è di **2,5 mld €** nello scenario **BAU** e di **15,1 mld €** in quello **ADP**

Andamento incentivi BAU (mln €)



Andamento incentivi ADP (mln €)



Le detrazioni fiscali per il PV

2,43 mld €**3,49 mld €**

*Proroga fino al 2020 della detrazione fiscale per gli impianti fotovoltaici sotto i 20 kW. E' stato calcolato il costo per la collettività come minor gettito fiscale spalmato su dieci anni. I valori riportati nel bilancio (**2,43 mld €** nello scenario **BAU** e **3,49 mld €** in quello **ADP**) sono al netto della relativa IVA incassata dallo Stato.*

I costi delle carenze infrastrutturali

1,58 mld €**1,81 mld €**

I costi dovuti alle carenze di rete sono computati in termini di mancati ricavi da vendita dell'energia dovuti all'impossibilità di immissione in rete, tenuto conto delle perdite nelle reti di trasmissione e distribuzione. L'energia è stata valorizzata al PUN.

I benefici delle rinnovabili

La riduzione del prezzo dell'elettricità

72,1 mld €

92,2 mld €

Negli anni il prezzo dell'energia elettrica è sceso per molte cause: calo della domanda, discesa del prezzo dei combustibili, aumento dell'offerta. La crescita di eolico e fotovoltaico, con costi marginali di produzione quasi nulli, ha abbassato i prezzi sul mercato. Ciò ha portato forti riduzioni del PUN. Il calcolo assume il valore medio di beneficio per kWh nel triennio 2012-2014 moltiplicato per la produzione eolica e fotovoltaica prevista.

La riduzione del fuel risk

7,6 mld €

11,8 mld €

La crescente produzione da FER comporta una minor necessità di importazioni di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero. Il beneficio, in via prudenziale, è stata calcolato in termini di costi di hedging evitati sul gas, sulla base delle quotazioni delle opzioni sui futures sul NYMEX.

Le emissioni di CO₂ evitate

25,3 mld €

48,4 mld €

La riduzione delle emissioni è valorizzata al prezzo medio ETS dal 2008 al 2014. Per gli anni successivi è ipotizzato un aumento del prezzo: 33,6 €/ton nel 2030 e 70 nel 2055 (ultimo anno di vita degli impianti installati nel 2030). 33,6 €/ton è il costo marginale di abbattimento del carbonio (RSE). La crescita è supportata dagli orientamenti di vari Stati, che prevedono (se non già presenti) tassazioni sulle emissioni di CO₂. Un esempio è il provvedimento francese che porta la carbon tax a 56 €/ton al 2020 e a 100 €/ton al 2030.

Le altre esternalità evitate

13,5 mld €

16,6 mld €

Gli impatti delle emissioni di inquinanti NH_3 , NO_x , NMVOC, PM e SO_2 , riguardano l'aumento di malattie gli effetti sulla salute umana, i danni all'agricoltura e agli edifici. Per il calcolo dei benefici apportati dalle rinnovabili sono considerati i costi esterni differenziali per kWh prodotto (RSE) rispetto allo stesso mix di generazione basato su gas e carbone.

Le ricadute dirette

50,2 mld €

74,5 mld €

*La voce esprime le ricadute economiche dirette dovute allo sviluppo delle FER. Stima il **valore aggiunto** generato lungo l'intera catena del valore nelle fasi di financing, manufacturing, progettazione, installazione e O&M degli impianti, oltre che nella generazione di energia. L'analisi considera solo la quota di **contributo italiano**.*

Le ricadute indirette

15,9 mld €

25,9 mld €

Questa posta quantifica gli effetti economici dei maggiori consumi (pubblici e privati) generati dall'occupazione. Nelle ricadute indirette rientrano i maggiori consumi e la quota degli acquisti e dei salari della pubblica amministrazione, applicata all'imposizione lorda.

Le ricadute indotte

7,3 mld €

11,1 mld €

*Questa voce considera il **valore aggiunto** incrementale nei settori connessi alle filiere considerate. Per il calcolo sono state utilizzate le tavole Input/Output dell'Istat.*

3.5 Conclusioni

- L'aumento della penetrazione delle rinnovabili in Italia comporta un bilancio costi-benefici positivo in entrambi gli scenari di sviluppo
- Scenari di crescita più marcata comportano maggiori benefici perché capitalizzano gli investimenti passati: da 29 a 104 mld € con generazione da FER del 58,5% sulla domanda elettrica nel 2030
- Il principale costo sono gli incentivi, in particolare quelli già esistenti. Il calo dei costi delle tecnologie ne ridurrà sempre più la necessità. Nei due scenari sono previsti incentivi limitati per i nuovi impianti.
- Gli investimenti nelle FER comportano importanti ricadute economiche dirette, indirette ed indotte, sviluppando nuove filiere e comparti industriali, con notevoli benefici anche per l'occupazione.
- Le ricadute ambientali e i vantaggi strategici (riduzione del fuel risk e dipendenza energetica), benché difficili da valutare economicamente sono fattori chiave per lo sviluppo dell'intero sistema Paese.

© Copyright Althesys 2016. Tutti i diritti riservati.

E' vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma senza autorizzazione scritta.



Via Larga, 31 - 20122 Milano
Tel: +39 02 5831.9401 - Fax: +39 02 5830.1281

www.althesys.com