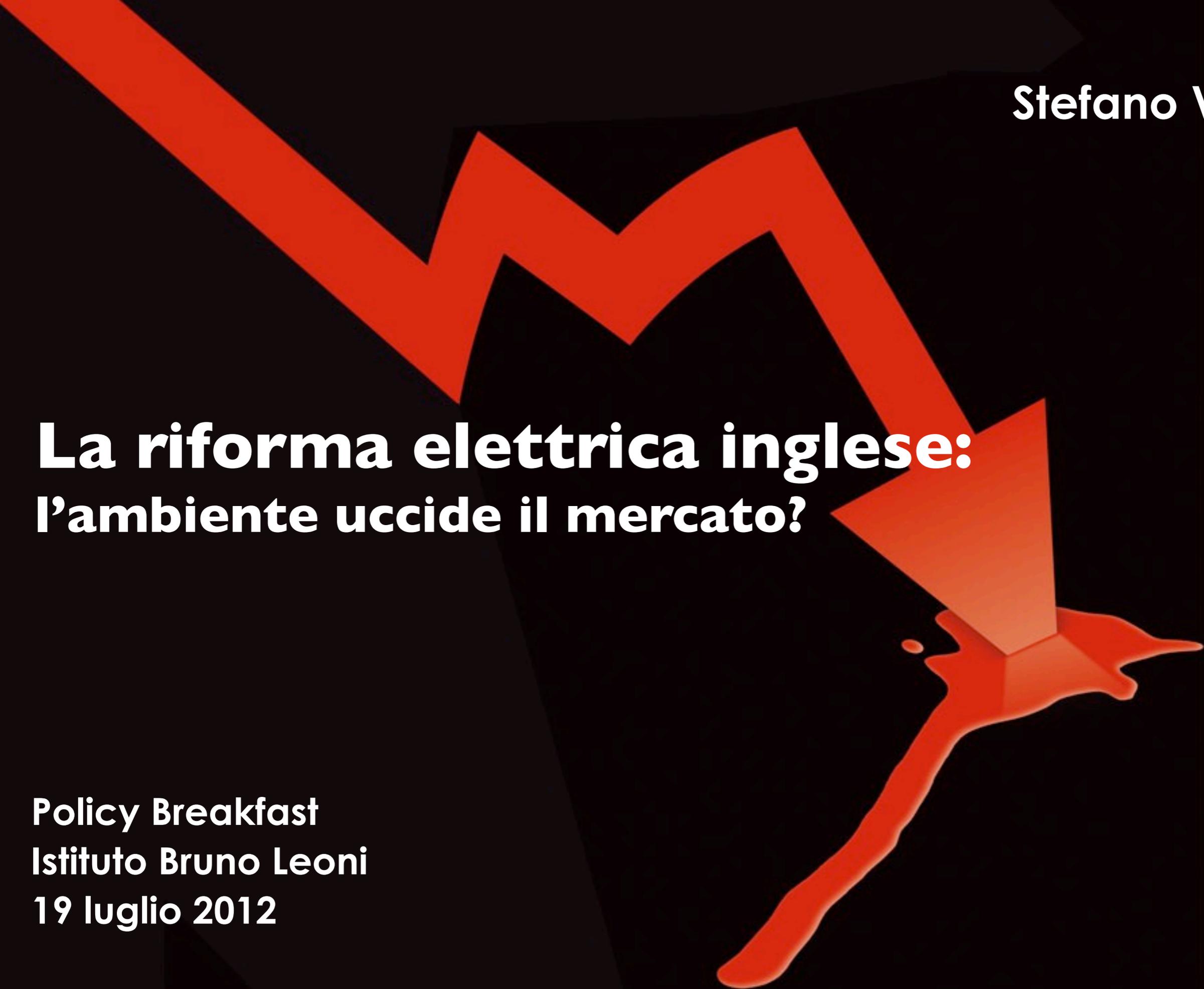


Stefano Verde



# **La riforma elettrica inglese: l'ambiente uccide il mercato?**

**Policy Breakfast  
Istituto Bruno Leoni  
19 luglio 2012**



- ❖ **Riforma del mercato elettrico**
  - + altri interventi su diversi ambiti energetici:
- ❖ Allineamento strategico tra Regolatore e Governo con definizione ambiti competenza
- ❖ Introduzione Office for Nuclear Regulation
- ❖ Vendita asset dello Stato (jet fuel)
- ❖ Intervento su asset di trasmissione offshore

# Riforma del mercato elettrico UK (I)



## ❖ Le tappe principali:

- ◆ Project Discovery di Ofgem (2009)
- ◆ Consultazione del DECC (2010-11)
- ◆ White Paper (fine 2011)
- ◆ Technical Update del White Paper
- ◆ **Draft Energy Bill (2012)**
- ◆ Legislazione secondaria (2013...)

# Riforma del mercato elettrico UK (2)



## ❖ I pilastri della riforma

**Carbon**

**Price**

**Floor**

**“CPF”**

**Emission**

**Performance**

**Standard**

**“EPS”**

**Contract**

**for**

**Differences**

**“CfD”**

**Capacity**

**Market**



## ❖ Intervento con il **Finance Act**

- ◆ dal 1 aprile 2013 attraverso la Climate Change Levy verrà imposto un extracosto ai produttori UK fissato pari alla differenza tra il floor del Governo UK e il prezzo atteso per la CO<sub>2</sub>
- ◆ 2013: floor fissato intorno ai **20 €/tonn.CO<sub>2</sub>**
- ◆ 2020: previsione per floor a **37,5 €/tonn.CO<sub>2</sub>**
- ◆ 2030: previsione per floor a oltre **80 €/tonn.CO<sub>2</sub>...**

# Carbon Price Floor (2)



## ❖ Ratio

- ◆ Garantire maggiore certezza agli investitori in tecnologie low carbon sul valore della CO2 nel medio-lungo termine

## ❖ Rischi

- ◆ carbon leakage intra-UE
- ◆ spiazzamento investimenti in essere (anche di interconnessione)
- ◆ aumento del costo per il consumatore finale

# Carbon Price Floor (3)



**Table 2 - Comparison between measures to support the carbon price**

	Price support	Long-term price signalling	Impact on public finance	Timing of implementation	Regulatory certainty	European harmonisation
a. Increased target reduction to -30%	+	-	Ambiguous	-	0	Ambiguous
b. ETS cap adjustment:						
<i>b.1 one shot permanent set-aside</i>	+	-	+	0	-	+
<i>b.2 temporary set-aside</i>	+	0	Ambiguous	+	-	+
<i>b.3 Progressive and permanent set-aside</i>	+	-	+	0	-	+
c. Price stabilization mechanism: <i>Carbon central Bank</i>	+	+	+	-	+	+
d. Price Floor						
<i>National level</i>	-	-	-	+	-	-
<i>European level</i>	+	0	+	-	+	+
e. Long-term reduction targets	0	+	0	-	+	+

*Legend: Minus (-): negative effect; zero (0): no effect; plus (+): positive effect; Ambiguous: ambiguous effect*

tratto da Battles, Clò, Zoppoli, (2012), "Policy Options to Stabilize the Carbon Price within the European Emissions Trading System: Framework for a Comparative Analysis", <http://ssrn.com/abstract=2062753>

# Carbon Price Floor (4)



- ❖ CPF a livello nazionale è soluzione **sub-ottimale** in un sistema di respiro europeo come è l'ETS
- ❖ Del resto, ETS stesso è sub-ottimale per le rigidità lato offerta e suo inserimento in problematiche di carattere globale e non solo regionale

10 maggio 2012 idee per il libero mercato

  
IBL Special Report

### Is the ETS still the best option? Why opting for a carbon tax

by Stefano Clò & Emanuele Vendramin

**Executive Summary**

This paper assesses how effective the EU ETS has been so far in promoting emissions reduction and achieving the Kyoto emissions reduction targets. The analysis highlights the inefficiencies and market distortions that have characterised the ETS. The second part of the paper explains why most of the ETS related inefficiencies would be avoided by opting for a carbon tax and it assesses the further reduction of emissions that would have been promoted if a carbon tax were in place instead of the ETS.

**ETS and emissions reduction** The comparison between the carbon price and the theoretical coal-to-gas fuel switch carbon price reveals that during the period 2005-2011 the ETS promoted emissions reduction via fuel switching for almost one and a half years, corresponding to 193 Mton avoided carbon emissions in the ETS electricity sector. The ETS failed to give long-term and stable incentives to abate emissions.

**ETS and cost imposition** During the first trading period 2005-2007 the over-allocation of non-bankable allowances caused a collapse of the carbon price toward zero. This did not impede the ETS sectors from earning more than EU2 billion from the ETS. During the second phase, despite over-allocation leading to an aggregated surplus of 173 million allowances in 2009-2010, the ETS was split between buyers and sellers. Electricity sectors accumulated a deficit of 216 million allowances – and paid EU2.980 million to buy allowances – while the manufacturing industry held a surplus of 319 million allowances. This is a private asset that firms received for free and they can sell at the market price, generating revenues potentially equal to EU5.338 million. The ETS had an anti-cyclical effect, playing an insurance role against recession and credit crunch.

**ETS and internal harmonization** Despite being subjected to the same European regulation, national firms and sectors faced different reduction efforts depending on the country they are located. Indeed, Member States did not apply European climate policy uniformly, some of them being more protectionist than others. As a consequence, only some of the ETS sectors had to reduce their emissions while others, receiving more permits than they needed, could increase their emissions at no cost or gain money by selling their surplus of allowances. The lack of a level playing field has distorted competition, creating undesirable economic consequences at the expense of effective EU common market integration.

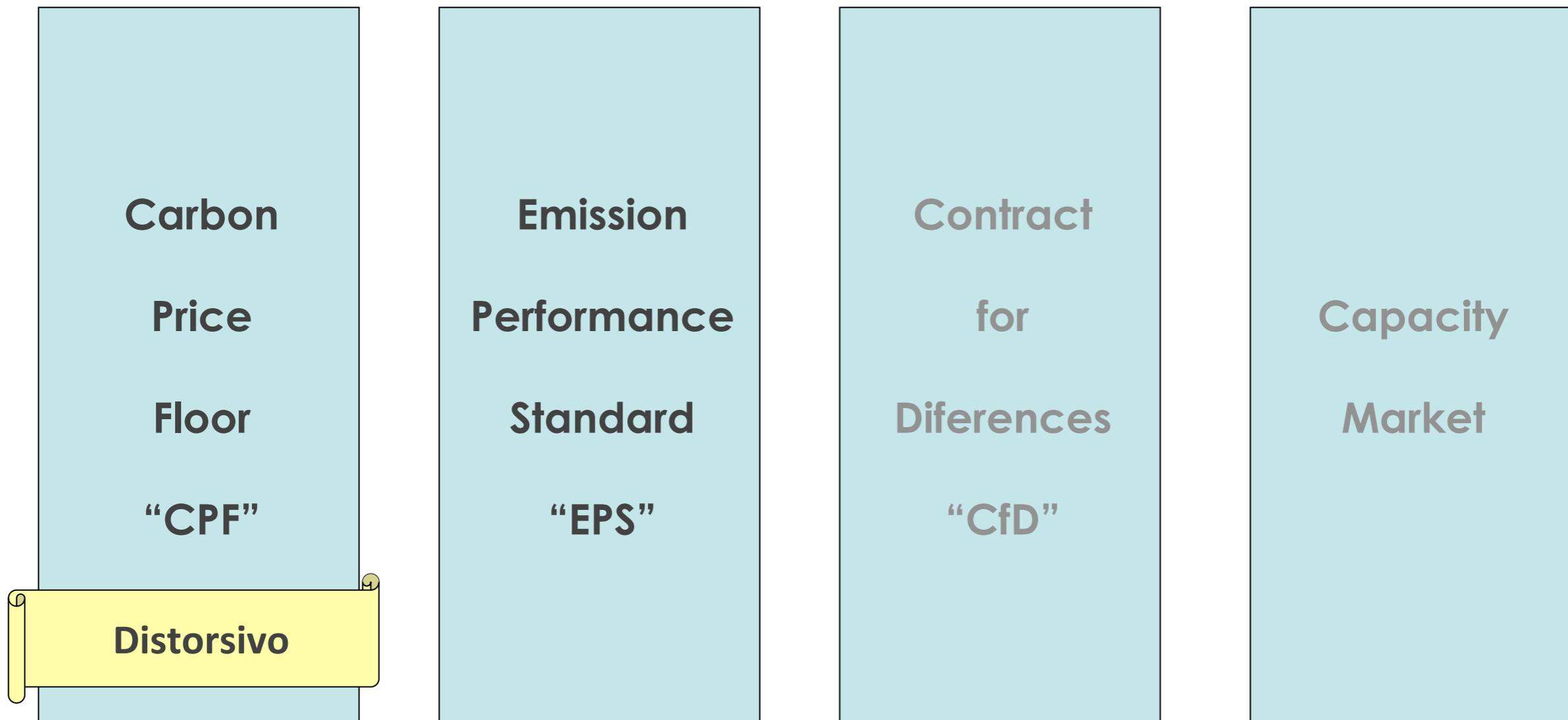
*Stefano Clò is a researcher at University of Rome-Tor Vergata and at RIE, Ricerche Economiche e Industriali, in Bologna, Italy  
Emanuele Vendramin is a researcher at RIE, Ricerche Economiche e Industriali, in Bologna, Italy*

Instituto Bruno Leoni – Via Bossi 1 – 10144 Torino – Italy  
Tel.: (+39) 011.070.2087 – Fax: (+39) 011.437.1384 – www.brunoleoni.it – info@brunoleoni.it

# Riforma del mercato elettrico UK (3)



## ❖ I pilastri della riforma



# Emission Performance Standard (I)



- ❖ Energy Bill ribadisce un EPS fissato a **0,45 tCO<sub>2</sub>/MWh** per impianti di taglia maggiore 50 MWe (nuovi e rifacimenti importanti)
- ◆ lo standard non si riferisce all'intensità carbonica unitaria dell'impianto bensì definisce un limite massimo annuale da calcolarsi su un funzionamento baseload con load factor all'85% della capacità
- ◆ ...per essere meno criptici...

# Emission Performance Standard (2)



- ❖ Esempio: impianto CCGT con intensità carbonica media pari a 0,6 tCO<sub>2</sub>/MWh, capacità di 800 MW
- ◆ limite imposto dall'EPS su base annuale:  
 $0,45 \text{ tCO}_2/\text{MWh} * 8760\text{h} * 85\% * 800 \text{ MW} = 2,68 \text{ mil}$
- ◆ Se il load factor reale dell'impianto è <0,6 (circa 5200 h) rispetta l'EPS su base annuale
- ◆ Nella pratica l'EPS colpisce quindi gli impianti che per caratteristiche tecniche devono mantenere un esercizio baseload e hanno un'intensità carbonica superiore a circa 0,4 tCO<sub>2</sub>/MWh...

# Emission Performance Standard (3)



- ❖ ...e quindi **i soli impianti a carbone** privi di sistemi di CCS!
- ◆ CCGT -> hanno intensità carbonica media anche inferiore al limite e load factor che non è baseload
- ◆ nucleare -> no emissioni
- ◆ impianti di punta -> elevata intensità carbonica ma in funzionamento solo in limitato n ore
- ◆ impianti cogenerazione -> esclusa dal computo la parte di emissioni imputabile a produzione calore
- ◆ progetti CCS e biomasse -> esenti per norma

# Emission Performance Standard (4)

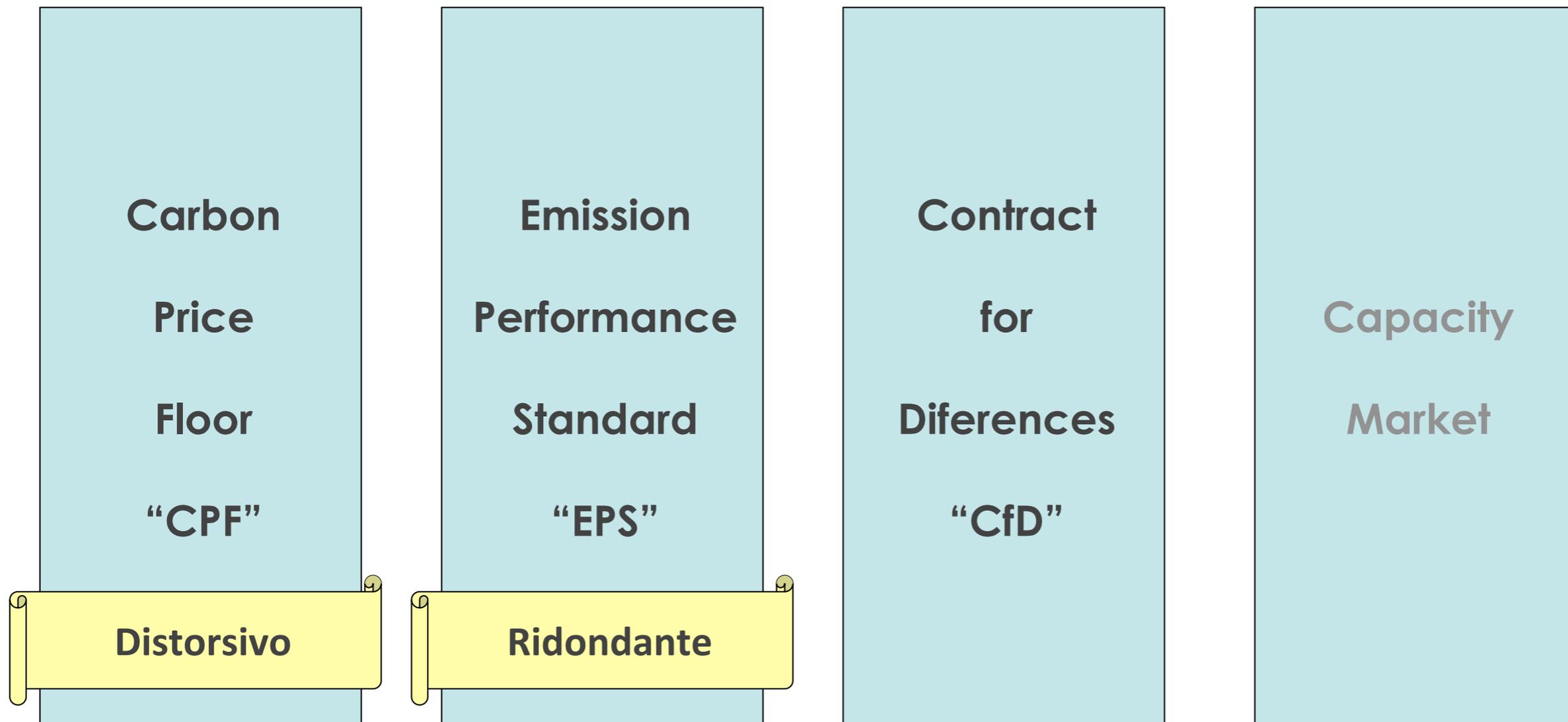


- ❖ Meccanismo complesso fatto di regole ed esenzioni e con l'effetto di colpire una singola tecnologia
- ❖ Affiancato da un CPF nazionale , EPS è **davvero necessario?**
  - ◆ Già al 2020 un floor di 30 €/tCO<sub>2</sub> disincentiva gli investimenti a carbone, se poi l'attesa al 2030 è di un floor a 80 €/tCO<sub>2</sub>...
  - ◆ CPF sufficiente nella maggioranza degli scenari, a meno che non sia poco credibile per lo stesso legislatore UK!

# Riforma del mercato elettrico UK (4)



## ❖ I pilastri della riforma



# Contract for Differences (I)



- ❖ **CfD** = strumenti finanziari con cui le parti scambiano denaro sulla base della differenza tra lo strike price (determinato ex ante) e il prezzo di riferimento.
- ◆ Strike price  $>$  prezzo di riferimento, il sistema (i venditori) eroga un incentivo al soggetto incentivato pari a  $P_s - P_r$
- ◆ Strike price  $<$  prezzo di riferimento, il soggetto incentivato restituisce al sistema (venditori) la differenza  $P_r - P_s$
- ◆ Trattasi di un sistema di “CfD a due vie”, ma non è escluso un ritorno a CfD a una via per certe tecnologie

# Contract for Differences (2)



- ❖ **2 tornate** di assegnazione dei CfD in ciascun anno - monitoraggio fissazione strike price
- ❖ Assegnazione di CfD con entrata in esercizio in periodi differenti e **durata** 15 anni
  - ◆ Penalità per ritardato ingresso e incentivazione riconosciuta solo a partire dalla data pattuita
- ❖ Obiettivi di spesa pubblica (annuale per il DECC)
  - ◆ Limite a risorse destinate a ciascuna tecnologia
  - ◆ Limite su capacità installata per tecnologia
  - ◆ Limite a spesa complessiva (difficoltà coi CfD)

# Contract for Differences (3)



- ❖ Determinazione dello **strike price**:
  - ◆ Fase iniziale (fino al 2017): per via amministrativa si fissa un prezzo per ciascuna tecnologia *low carbon* da incentivare
  - ◆ Fase intermedia (2017 – 2020s): organizzare aste per la rivelazione dello strike price da parte partecipanti, ma solo per ogni tecnologia “matura” (adeguato n. concorrenti, tecnologie equiparabili)
  - ◆ Fase finale (early 2020s): asta unica neutrale che coinvolge tutte le tecnologie
- ❖ Impianti CCS e nucleari -> negoziazione diretta diretta dello strike price su base individuale

# Contract for Differences (4)



## ❖ Individuazione del **prezzo di riferimento**:

- ◆ **Fonti intermittenti**: prezzo orario GB Zone Price che dovrebbe essere introdotto per permettere l'introduzione di *market coupling* regione NWE;
- ◆ **Fonti Baseload**: prezzo del prodotto *year-ahead* per permettere a tali operatori la copertura della produzione in anticipo
  - riferimento a prezzi esito aste obbligatorie che Ofgem potrebbe imporre ai Big Six oppure a una media quotazione prodotti Season-ahead quotati su piattaforme
  - possibilità di indicizzare il CfD al combustibile nel caso degli impianti CCS

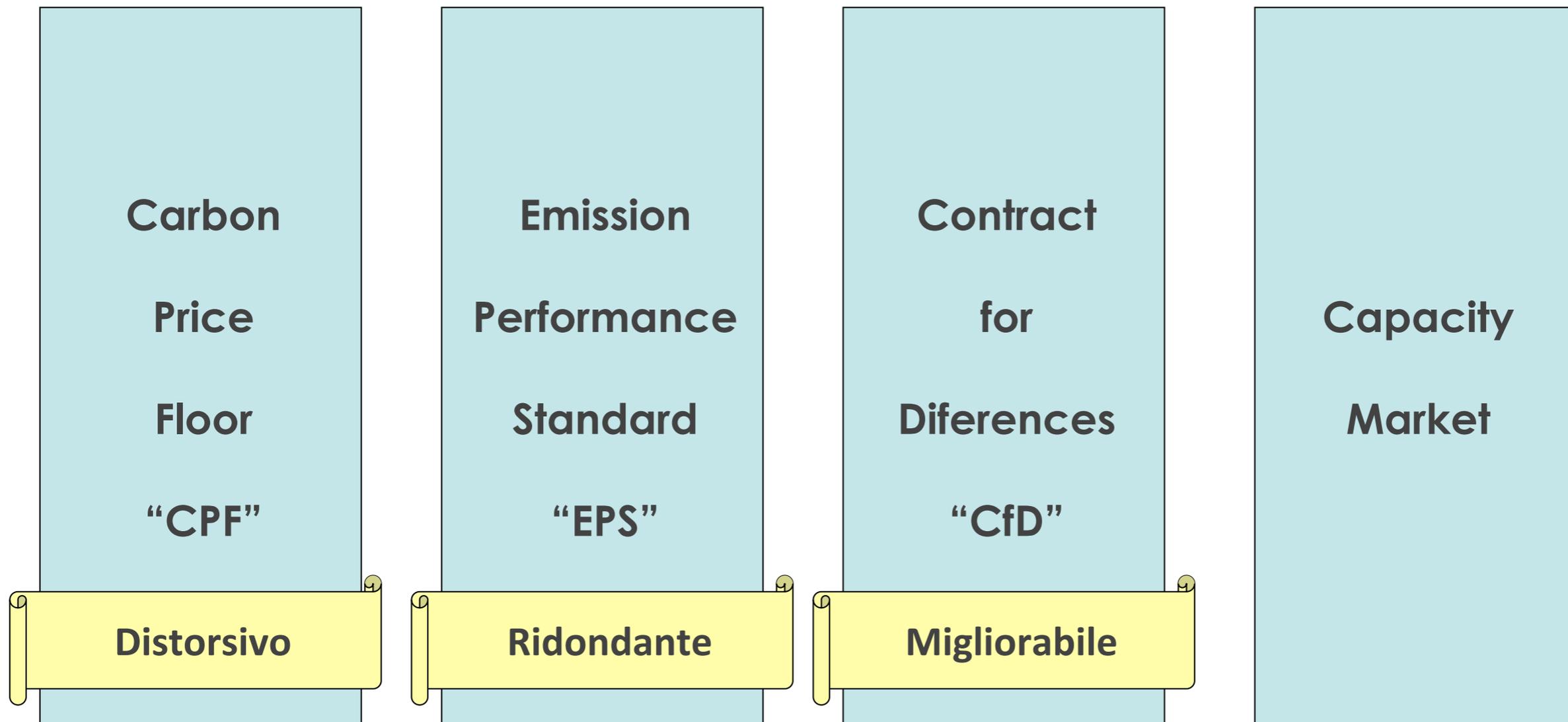
# Contract for Differences (5)



- ❖ Altri temi da definire meglio (Autunno 12?):
  - ◆ Richiesta del collaterale ai soggetti incentivati (il CfD è infatti a due vie)
  - ◆ Organizzazione dei flussi finanziari da venditori a incentivati e viceversa; l'onere del sistema incentivante spalmato su venditori *pro quota*
  - ◆ Definizione del momento in cui è possibile partecipare ad allocazione CfD, c.d. *Financial Close*



## ❖ I pilastri della riforma





- ❖ *Work in progress*, maggiori dettagli saranno disponibili in autunno
- ◆ esclusione degli impianti ammessi a FiT per evitare rischio di doppia incentivazione
- ◆ aste annuali per l'assegnazione della capacità con un anticipo di 4-5 anni
- ◆ introduzione di un mercato secondario della capacità



## ❖ I pilastri della riforma

