



**ITALIA
SOLARE**

Il fotovoltaico è di tutti

AUDIZIONE ANNUALE ARERA 2020

Marco Ballicu
Coordinatore GdL Mercato Italia Solare

Indice

- ◆ Cenni su Italia Solare
- ◆ Mercato elettrico all'ingrosso
- ◆ Capacity Market
- ◆ Oneri di sistema
- ◆ Mercato Servizi Dispacciamento
- ◆ Prosumer, autoconsumo e comunità energetiche
- ◆ Oneri per servizi di distribuzione
- ◆ Conclusioni

Associazione ITALIA SOLARE

800

SOCI

Gestori e proprietari
di impianti fotovoltaici
Operatori di settore:

- Installatori
- Professionisti
- Distributori
- Produttori di tecnologie
- Energy Traders
- Assicurazioni

1,5 Mld €;
15 mila
occupati

FATTURATO/OCCUPAZIONE

Le imprese associate a
ITALIA SOLARE nel 2019
hanno registrato un fatturato
di 1,5 miliardi di euro e
garantito occupazione a 15
mila persone

1 su 5

COVID-19

Indagine ITALIA SOLARE:
1 azienda su 5 rischia la
chiusura o il fallimento.
Più che incentivi gli operatori
chiedono la possibilità per le
FER di partecipare al mercato
elettrico a pari condizioni con le
fonti tradizionali

Mercato elettrico all'ingrosso

Effetti emergenza Covid-19 – Riduzione consumo

- ◆ Consumo Energia Elettrica Italia Marzo 2020: **-10,2% vs. 2019**
- ◆ Consumo Energia Elettrica Italia Aprile 2020: **-17,5% vs. 2019** (*picco domanda <35 GW*)
- ◆ Consumo Energia Elettrica Italia Maggio 2020: **-10,5% vs. 2019**
- ◆ Prezzo Energia Elettrica Marzo-Maggio: **-50% vs. media 2019** (*-60% vs. media 2004-2019*)

Penetrazione FER Aprile – Maggio 2020: >50% (vs. 35% situazione normale)

Mercato elettrico all'ingrosso

Effetti emergenza Covid-19 – Riduzione prezzi

sintesi mensile - anno <input type="text" value="2020"/>				aggiornato al 08/06/2020		
periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)	download pdf
	media	min	max			
gennaio	47,47	27,03	77,94	26.158.592	76,7	pdf
febbraio	39,30	10,51	65,93	23.993.678	76,8	pdf
marzo	31,99	9,11	67,02	22.093.161	76,9	pdf
aprile	24,81	0,00	55,16	18.418.834	74,9	pdf
maggio	21,79	0,98	45,64	21.259.918	74,2	pdf
giugno	22,91	10,55	38,19	5.534.631	72,0	pdf

- ◆ Prezzo medio *base-load* 2020 (gennaio-maggio): 32,50 Euro/MWh (gennaio-giugno)
- ◆ Prezzo medio *base-load* 2020 (stima a fine anno): 36,00 Euro/MWh

Covid-19 → Stress test per sistema energetico del futuro, quando FER 55%?

Mercato elettrico all'ingrosso

Come le rinnovabili possono ridurre prezzi all'ingrosso

- ◆ Le FER (soprattutto FV) hanno la propria produzione concentrata in specifiche ore della giornata, quindi in certe ore il prezzo puntuale (orario) di Borsa può scendere molto
- ◆ I consumatori possono acquistare energia in quelle ore, beneficiando del prezzo favorevole – i c.d. **Prezzi Dinamici** sono previsti dalla Direttiva EU 944/2019
- ◆ Situazione possibile grazie a sistemi di stoccaggio e/o cambio di abitudini (**esperienze già concrete da parte di alcuni fornitori in UK** → quando si formano **prezzi nulli o negativi** il venditore avvisa il cliente e stimola il suo consumo, con benefici anche per la rete)
- ◆ Serve adeguamento contatori, superamento del PUN (cioè: **applicare prezzi zionali anche sul consumo**) e attuazione **normativa sugli stoccaggi** (prelievo energia a condizioni favorevoli)

Capacity Market

Riepilogo e confronto con altri Paesi

- ◆ Prezzo assegnazione Italia 2022-2023
 - ◆ Impianti esistenti: 33'000 Euro/MW/anno
 - ◆ Impianti nuovi: 75'000 Euro/MW/anno (per 15 anni)
 - ◆ In entrambi i casi: zero sconto in fase d'asta
- ◆ Scarsa partecipazione impianti zona Sud e Centro-Sud (dove i prezzi MSD sono più elevati, fino a 400-500 Euro/MWh)
- ◆ Impatto stimato sul costo energia elettrica in certe ore: circa 50 Euro/MWh
- ◆ Prezzo assegnazione UK
 - ◆ Dal 2023 in poi: 6'440 £/MW/anno = circa 5'700 Euro/MW/anno
 - ◆ Dal 2024 in poi: 15'970 £/MW/anno = circa 14'200 Euro/MW/anno
 - ◆ In entrambi i casi: competizione in fase d'asta e coinvolgimento impianti FER, sistemi di storage etc.

Prezzi di assegnazione alti giustificati solo in caso di perdita di ricavi nel MSD

Oneri di sistema

Varie componenti che contribuiscono a incrementare il costo per gli utenti

- ◆ **Interconnector (recupero gap di prezzo Italia-Germania per clienti industriali)**
 - ◆ Meccanismo concepito per stimolare la realizzazione di nuove linee di interconnessione con l'estero (i beneficiari dovrebbero contribuire ai futuri investimenti e ottengono quindi un'anticipazione del vantaggio economico conseguente alla capacità riservata)
 - ◆ Volume ammesso: circa 1'700 MW
 - ◆ Costo stimato: oltre 220 Mln Euro/anno
- ◆ **Interrompibilità istantanea Terna**
 - ◆ Volume ammesso: circa 3'500 MW
 - ◆ Costo unitario: circa 50'000 – 105'000 Euro/MW/anno
 - ◆ Interruzioni effettive: molto rare

Ottimizzare gli incentivi in un'ottica di favorire sistemi più innovativi come UVAM, Demand Response per la transizione energetica

Oneri di sistema

Varie componenti che contribuiscono a incrementare il costo per gli utenti

- ◆ Valutare spostamento **componente ARIM** (oneri smantellamento ex-centrali nucleari etc.) dalla bolletta elettrica alla fiscalità generale (ARIM pesa da 4,50 a 12,00 Euro/MWh a seconda dell'utenza)
- ◆ **Contributo energivori** (riduzione / annullamento componente AESOS in funzione del peso del costo energetico sul «VAL» dell'azienda)
 - ◆ Aziende coinvolte: circa 2'900 + 700 in fase di istruttoria (elenco CSEA)
 - ◆ Peso A_{AESOS} : 17,54% degli oneri generali di sistema (fonte: ARERA 2019)

Opportuno vincolare concessione incentivi energivori a reale implementazione di progetti di efficienza energetica e innovazione nei sistemi gestione energia
(digital energy)

Mercato Servizi Dispacciamento

Impatto emergenza sanitaria su oneri bilanciamento-gestione rete elettrica

- ◆ **A Marzo e Aprile onere *uplift* decollato a 12,42 e 19,53 €/MWh (5,9 €/MWh a febbraio)**
- ◆ Motivo: forte aumento acquisti Terna su MSD a salire e scendere (+52,4% e + 125,4% rispetto a stessi mesi 2019) legato anche a maggior penetrazione FER nel mix produttivo nazionale (>50%) e calo consumi (riduzione volumi su cui costo sostenuto da Terna viene «spalmato»)
- ◆ Situazione rientrerà a fine emergenza, ma va considerata come anticipazione di ciò che verrà
- ◆ **Soluzioni a breve termine** - Per gestire simili situazioni emergenziali, tenuto conto ristretto numero operatori presenti su MSD, poche alternative a:
 - ◆ Modifiche temporanee meccanismi formazione prezzi su MSD
 - ◆ Ricorso a «essenzialità» (anche su brevi periodi) impianti pivotali nelle varie zone di mercato

Mercato Servizi Dispacciamento

Impatto emergenza sanitaria su oneri bilanciamento-gestione rete elettrica

◆ Soluzioni a medio-lungo termine

- ◆ Accelerare la transizione energetica e garantire la resilienza del sistema elettrico nazionale
- ◆ Indispensabile rapida definizione nuova disciplina dispacciamento elettrico (cd TIDE) con introduzione di **nuovi servizi di flessibilità** accessibili a ogni tipologia di risorsa, FER e unità di consumo incluse, e requisiti di accesso adeguati di conseguenza;
- ◆ aumentare la trasparenza delle dinamiche dell'MSD in modo da livellare la competizione per i vari attori;
- ◆ Importanza progetti pilota Terna per abilitazione a MSD di nuove risorse
- ◆ Evoluzione ruolo distributori: approvvigionamento **servizi di dispacciamento locali**, favorendo forme di **auto-bilanciamento** [attenzione a potenziali conflitti di interesse]
- ◆ Regolamento FRU di Terna ok però manca una regolamentazione per consentire la partecipazione degli accumuli al mercato della riserva secondaria per una piena competitività degli accumuli stessi;
- ◆ Accumuli in BT abbinati a POD con unità di consumo >> assimilare tutti gli accumuli ai pompaggi ovvero non caricare con oneri l'energia prelevata e re-immessa in rete per servizi.

Prosumers, autoconsumo e comunità energetiche

01

Favorire la realizzazione di tutti i sistemi di autoconsumo da fonti rinnovabili, anche collettivo, prevedendo il graduale superamento dello scambio sul posto e favorendo la diffusione dei sistemi di accumulo

02

Monitorare gli effetti della diffusione dell'autoconsumo al fine di aggiornare le componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema

03

Prevedere incentivi per le comunità di energia rinnovabile con speciali misure di supporto a contrasto della povertà energetica

04

Prevedere misure semplificate di autorizzazione.

05

Consentire l'effettiva **condivisione dell'energia** all'interno delle comunità attraverso la compensazione effettiva fra produzione e consumo nella stessa zona di mercato

06

Importanza del ruolo di ARERA nella formazione del cliente finale come PROSUMER.

Oneri di distribuzione

Per clienti domestici voci di costo fisse incidono pesantemente su bolletta

- ◆ Anche a fronti di ridotti consumi gli importi relativi alle componenti di distribuzione [€/POD, €/kW] pesano notevolmente sulla bolletta dei consumatori domestici

Pur considerata la natura prevalentemente fissa dei costi di rete, andrebbe valutata una maggior **variabilizzazione della tariffa di distribuzione per questa categoria, operando anche una differenziazione degli importi in funzione delle ore della giornata (tariffe *time based*)**

- ◆ Tra gli effetti che si determinerebbero:
 - ◆ Processo perequativo interno alla categoria dei clienti domestici, che incentiverebbe interventi di autoconsumo ed efficienza energetica
 - ◆ Promozione ***demand response***

Conclusioni

- ◆ Agire sulle bollette elettriche favorendo **maggior trasparenza** e garantendo una **riduzione dei costi** è possibile
- ◆ Alcuni interventi sono possibili già nel **breve termine**
- ◆ Altri richiedono **maggior pianificazione**, necessaria anche al fine di consentire una **penetrazione strutturale delle FER**
- ◆ Indispensabile **sostegno di nuove tecnologie** e definizione discipline di mercato coerenti con questi obiettivi



**ITALIA
SOLARE**

Il fotovoltaico è di tutti

ITALIA SOLARE | Associazione di Promozione Sociale

Via Passerini 2, 20900 Monza (MB) – Italy

www.italiasolare.eu | info@italiasolare.eu

Twitter: [@italia_solare](https://twitter.com/italia_solare)



Capacity Market

Esiti «asta madre» 2022

Area	Esistente		Nuova	
	CDP accettata [MW/anno]	Premio di valorizzazione [€/MW/anno]	CDP accettata [MW/anno]	Premio di valorizzazione [€/MW/anno]
<i>Nord</i>	21.465	33.000	1.276	75.000
<i>Centro Nord</i>	1.272	33.000	49	75.000
<i>Centro Sud</i>	4.233	33.000	305	75.000
<i>Sud</i>	2.581	33.000	84	75.000
<i>Calabria</i>	3.185	33.000	0	75.000
<i>Sicilia</i>	1.878	33.000	53	75.000
<i>Sardegna</i>	144	33.000	0	75.000
TOTALE CDP	34.758		1.767	

Tabella 1: Quantità complessivamente accettata e premi di valorizzazione suddivisi per Area nazionale

- ✓ **Costo stimato: circa 1,3 Mld Euro/anno**
- ✓ **FER aggiudicatari di 1'000 MW (2,4% del totale)**

Area	CDP accettata [MW/anno]	Premio di valorizzazione [€/MW/anno]
<i>Esterio Nord</i>	4241	4.400
<i>Esterio Centro Sud</i>	104	3.449
<i>Esterio Sud</i>	49	4.000
TOTALE CDP	4.394	

Tabella 2: Quantità complessivamente accettata e premi di valorizzazione suddivisi per Area virtuale estera

Capacity Market

Esiti «asta madre» 2023

Area	Esistente		Nuova	
	CDP accettata [MW/anno]	Premio di valorizzazione [€/MW/anno]	CDP accettata [MW/anno]	Premio di valorizzazione [€/MW/anno]
<i>Nord</i>	21.284	33.000	2.631	75.000
<i>Centro Nord</i>	1.308	33.000	65	75.000
<i>Centro Sud</i>	4.651	33.000	804	75.000
<i>Sud</i>	2.927	33.000	162	75.000
<i>Calabria</i>	2.891	33.000	0	75.000
<i>Sicilia</i>	1.797	33.000	342	75.000
<i>Sardegna</i>	155	33.000	0	75.000
TOTALE CDP	35.013		4.004	

Tabella 1: Quantità complessivamente accettata e premi di valorizzazione suddivisi per Area nazionale

- ✓ **Costo stimato: circa 1,5 Mld Euro/anno**
- ✓ **FER aggiudicatarie di 1'300 MW (3% del totale)**

Area	CDP accettata [MW/anno]	Premio di valorizzazione [€/MW/anno]
<i>Esterio Nord</i>	4241	4.400
<i>Esterio Centro Sud</i>	104	4.949
<i>Esterio Sud</i>	49	3.999
TOTALE CDP	4.394	

Tabella 2: Quantità complessivamente accettata e premi di valorizzazione suddivisi per Area virtuale estera