



**ITALIA
SOLARE**

Il fotovoltaico è di tutti

AUDIZIONE SENATO – 20 Gennaio 2021

Affare sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti

Marco Ballicu - Coordinatore GdL Mercato Elettrico

Michele Governatori - Consigliere

Indice

- **Cenni su Italia Solare**
- **Adeguatezza sistema elettrico italiano**
- **Prima attuazione *Capacity Market***
- **Evoluzione *Capacity Market***
- **Diffusione fonti rinnovabili**
- **Conclusioni**

Associazione ITALIA SOLARE

770

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
sui soci operatori:
1 azienda su 5 rischia la
chiusura o il fallimento.
Più che incentivi gli operatori
chiedono lo snellimento
della burocrazia

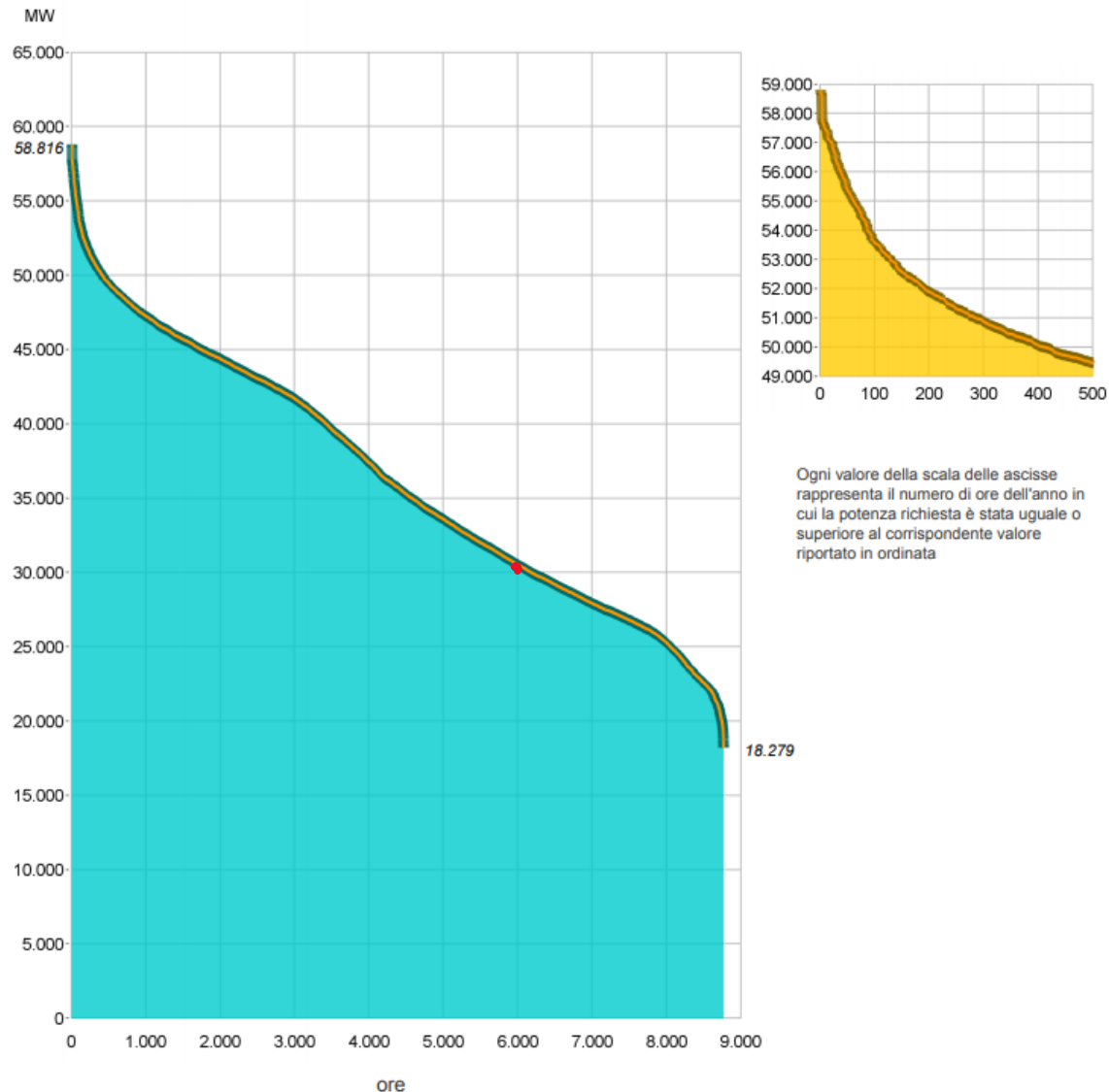
Adeguatezza sistema elettrico

Considerazioni generali

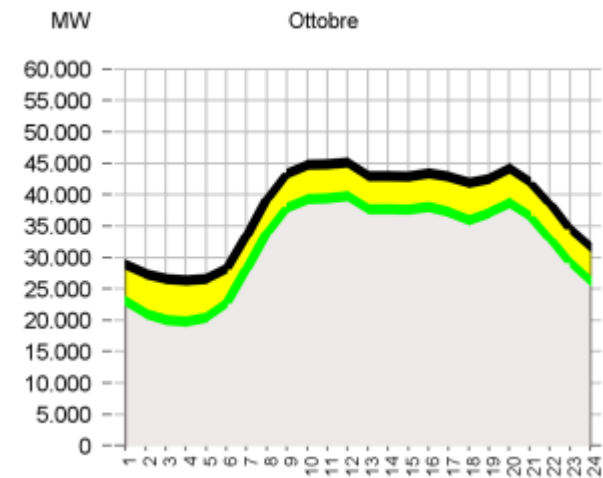
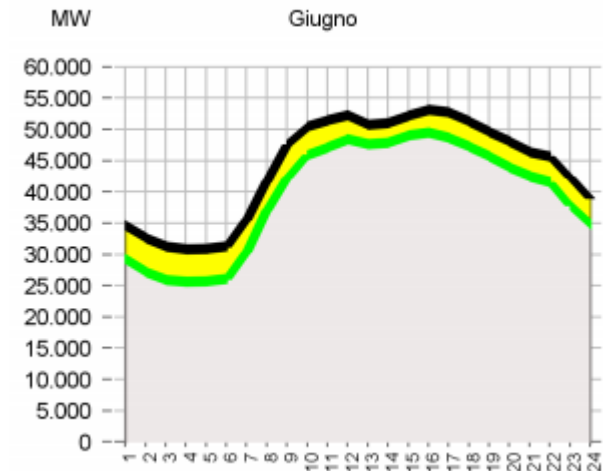
- Disponibilità di un livello sufficiente di risorse (impianti di generazione e capacità di trasporto) per soddisfare in ogni istante la domanda attesa, inclusa una riserva per compensare errori di previsione della domanda e della produzione ed eventuali guasti
- Il livello di adeguatezza di un sistema si misura con il parametro LOLE (*Loss of Load Expectation*) che indica la *probabilità che un'utenza venga distaccata dalla rete, disalimentata*
 - Rappresenta il totale delle ore all'anno in cui è probabile che si verifichi il distacco di una parte dei consumatori perché la domanda attesa supera le risorse disponibili
 - Un LOLE al più pari a 3 ore (0,03% di probabilità che almeno un consumatore venga "staccato" dalla rete per motivi di adeguatezza) è indice di un sistema adeguato

Il *Capacity Market* è un meccanismo di mercato finalizzato all'approvvigionamento di risorse volte a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico italiano

Fabbisogno di potenza sulla rete



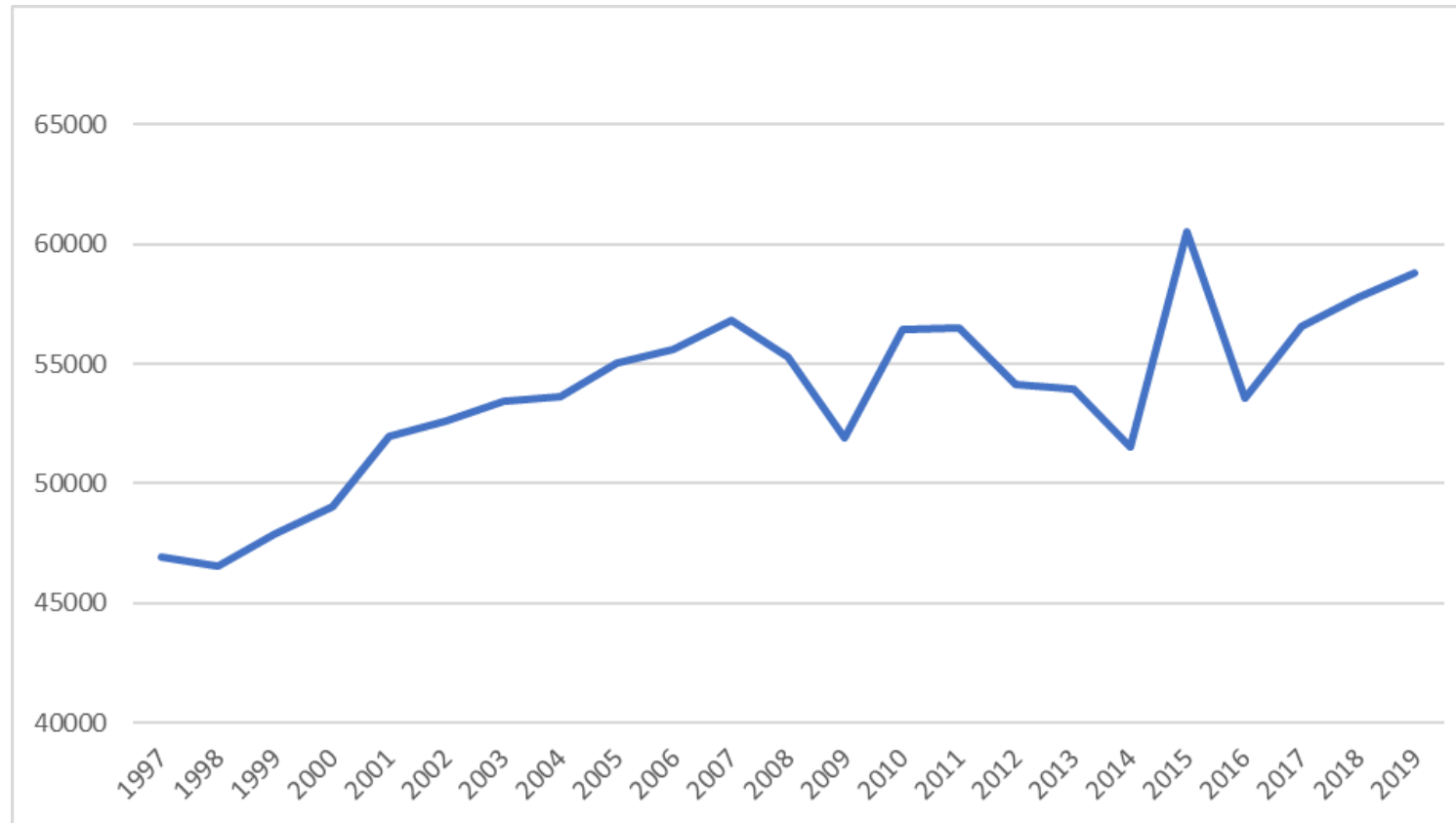
Curva di durata della potenza oraria richiesta sulla rete italiana nel 2019 – fonte sito web Terna



Richiesta
 Potenza netta
 Saldo estero

Diagramma giornaliero della potenza oraria richiesta sulla rete italiana nel 3° mercoledì di ciascun mese nel 2019 – fonte sito web Terna

Fabbisogno massimo di potenza sulla rete



Evoluzione del valore di massima potenza richiesta sulla rete di trasmissione nazionale – fonte: elaborazione dati Terna

Promozione adeguatezza sistema elettrico

Esperienze passate e recenti

- **Cip 6/92**
- **Legge sblocca centrali (LEGGE 9 aprile 2002, n.55)**
- ***Capacity Payment***
- ***Capacity Market***

Prima attuazione Capacity Market Italiano

Principali evidenze

Asta madre 2022

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

FER aggiudicatarie di 1'000 MW (2,4% del totale) – Nessuna assegnazione a storage e unità di consumo

Asta madre 2023

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

FER aggiudicatarie di 1'300 MW (3% del totale) – Nessuna assegnazione a storage e unità di consumo

Evidenza di un meccanismo che favorisce unità di generazione programmabili

Prima attuazione *Capacity Market*

Impatti sulla bolletta per gli anni 2022 e 2023

- Costo stimato anno 2022: 1,3 mld€/anno
- Costo stimato anno 2023: 1,5 mld€/anno
- Trasferimento oneri in bolletta mediante criterio *chi sollecita il sistema paga*: 70% oneri coperti da corrispettivo applicato nelle ore dell'anno, individuate da Terna, in cui il sistema è maggiormente esposto al rischio di non riuscire a soddisfare interamente la domanda di energia
- Impatto sul costo dell'energia elettrica stimato in certe ore fino a 50 Euro/MWh
- Di contro è prevista una sia pur limitata (2€/MWh?) riduzione dei costi sostenuti da Terna per il bilanciamento in tempo reale della rete (attività di approvvigionamento sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, MSD*)

*La disciplina del *Capacity Market* prevede infatti che le risorse selezionate non possano essere offerte sul MSD a prezzi superiori a uno specifico livello massimo

Evoluzione *Capacity Market* Italiano

In caso di applicazione per gli anni successivi al 2023

- **Obiettivi ambientali al 2030-2050 rendono anacronistico un meccanismo di remunerazione della capacità che ostacola la partecipazione di fonti rinnovabili (FER), accumuli e domanda (consumatori finali)**
- **Imperativo perseguire efficienza meccanismo, per contenerne i costi: necessaria apertura reale a rinnovabili, accumuli e domanda**
- **Indispensabile coinvolgimento di tutte le risorse disponibili**
 - **Scenari di sviluppo del sistema elettrico prevedono un'ampia diffusione di rinnovabili e accumuli anche su reti di distribuzione, con impianti di dimensione limitata, spesso in configurazioni di autoconsumo [comunità energetiche, gruppi di autoconsumatori FER]. Queste risorse non devono essere escluse dal meccanismo, a esempio prevedendo requisiti tecnici sproporzionati**
- **Valutazione adeguatezza sistema**
 - **Previsioni domanda di punta e consumi: necessaria indagine ad ampio raggio, sono tanti i fattori che possono incidere su dinamiche sviluppo della domanda**
 - **Previsioni capacità disponibile: si deve tener conto degli scenari di sviluppo di rinnovabili (a tutti i livelli di tensione), accumuli, efficienza energetica**
 - **Occorre maggior trasparenza sui dati e processi di valutazione dell'adeguatezza del sistema elettrico italiano**

È auspicabile che venga condotto uno studio indipendente sul livello di adeguatezza del sistema elettrico italiano

Evoluzione *Capacity Market*

Proposte di modifica

- **Il modello di procedura concorsuale adottato per gli anni 2022 e 2023 prevede:**
 - 1) Riconoscimento alla capacità selezionata di un corrispettivo fisso espresso in €/MW/anno, a fronte dell'impegno a presentare offerte su mercati energia e/o MSD per ogni ora dell'anno
 - 2) Quantità di capacità richiesta da Terna calibrata sulla previsione di potenza massima assorbita in ciascuna area in cui la rete nazionale è stata suddivisa
 - 3) Prevista restituzione da parte dei partecipanti di corrispettivi legati ai prezzi fissati sul MSD

Riflettere su introduzione di prodotti perlomeno stagionali, se non mensili, per favorire partecipazione FER non programmabili, sensibili a stagionalità

Non è corretto che rinnovabili debbano retrocedere importi legati a prezzi di mercati cui non possono partecipare (MSD)
- **Domanda deve accedere a pieno titolo al meccanismo, beneficiando della remunerazione prevista anche attraverso contratti di lungo periodo, come nuovi impianti di generazione***
- **Obiettivi di capacità programmabile, individuabile in prima approssimazione nelle centrali termoelettriche, vanno subordinati a studi che mostrino che lo sviluppo della rete non può evitare la costruzione di altre centrali fossili**

*Nella disciplina vigente per gli anni 2022 e 2023 la domanda eventualmente selezionata in esito alle procedure concorsuali non avrebbe ricevuto una remunerazione esplicita, ma il diritto a non sostenere gli oneri di finanziamento del meccanismo, vale a dire il corrispettivo trasferito in bolletta

Evoluzione *Capacity Market*

Proposte di modifica

- **Obiettivi adeguatezza non possono prescindere da quelli della strategia di lungo periodo della decarbonizzazione:** selezionare oggi le fonti di flessibilità per i prossimi 12 anni (10 anni di contratto più tempi di realizzazione) premia tecnologie mature, che però saranno presto obsolete e verosimilmente più costose in termini di costi operativi rispetto alla combinazione di FER + accumuli + *demand response*
- **Opportunità di coniugare adeguatezza e sicurezza sistema:** favorire sviluppo risorse flessibili, anche non ancora autorizzate (es. impianti FER abbinati ad accumuli) eventualmente limitando a loro l'accesso di specifici benefici

Richiesta di modifica immediata: le regole definite per gli anni 2022 e 2023 rendono, per una serie di tecnicismi, di fatto inutilizzabili gli impianti non rilevanti (aventi capacità inferiore a 10 MVA) per il soddisfacimento dei requisiti del meccanismo, determinando una barriera all'ingresso per la stragrande maggioranza degli impianti rinnovabili. È un problema per cui andrebbe trovata soluzione da subito, già in fase di prima applicazione

Diffusione delle fonti rinnovabili

Occorre un approccio organico

- **Capacity Market** può contribuire a raggiungimento target FER: **valorizzando il contributo di FER e accumuli all'adeguatezza del sistema si riduce necessità sostegno economico (incentivi)**
- **Sviluppare strumenti in grado di estrarre il massimo potenziale da risorse come FER, accumuli, domanda, per garantire adeguatezza e sicurezza sistema:**
 - **Avviare ragionamento a tutto campo, esplorando nuovi servizi di rete: progetti pilota Terna per lo sviluppo di nuovi servizi di flessibilità vanno nella giusta direzione, ma occorre sforzo ulteriore per coinvolgere utenze di ridotte dimensioni e aumentare livello competitività su MSD**
 - **Adeguare contesto regolamentare: ancora in attesa della delibera che assimila accumuli elettrochimici a pompaggi anche su reti BT**
- **Dinamiche innescate su reti distribuzione richiedono ripensamento su ruolo distributori: temi come *unbundling* societario non devono più essere tabù**
- **Garantire tempi certi per autorizzazioni impianti FER: si rischia altrimenti che meccanismi di remunerazione della capacità incentivino esclusivamente la realizzazione di nuove centrali termiche, in contrasto con obiettivi ambientali**

Conclusioni

- L'approvvigionamento a lungo termine di risorse per il sistema elettrico non dovrebbe prescindere dai piani di decarbonizzazione
- Ci sono molteplici opzioni per garantire l'adeguatezza di un sistema elettrico. Più attori sono messi in condizione di fornire contratti di capacità - compresi accumuli, consumatori finali (*demand response*), piccoli impianti rinnovabili - meno gli utenti pagheranno
- Serve uno studio indipendente sul livello di adeguatezza del sistema elettrico italiano



**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)

