



Audizione ANIE

X Commissione Industria, commercio, turismo Senato della Repubblica

Affare assegnato n. 397

**«Razionalizzazione, trasparenza e struttura di costo del mercato elettrico e sugli
effetti in bolletta in capo agli utenti»**

Milano, 21 gennaio 2021

Federazione ANIE



1.400 imprese socie



80 mld€ fatturato aggregato



500.000 addetti

ANIE è la Federazione che all'interno di Confindustria rappresenta le imprese elettrotecniche ed elettroniche attive in Italia, fornitrici di tecnologie trasversali rivolte al mercato delle infrastrutture:

Energia

Trasporti

Industria

Building

L'industria Elettrotecnica ed Elettronica italiana si posiziona al secondo posto nell'Unione europea per valore della produzione, dopo la Germania. Accanto ai tradizionali settori del Made in Italy, il manifatturiero italiano vede la presenza di comparti industriali tecnologicamente avanzati e ad elevata specializzazione, in cui occupano un ruolo centrale l'Elettrotecnica e l'Elettronica

Capacity market del 2019

CAPACITÀ NECESSARIA PER ADEGUATEZZA
66 GW



CAPACITÀ AGGIUDICATA
40,9 GW nel 2022
43,4 GW nel 2023

L'asta del capacity market è andata corta, ma il sistema elettrico è corto? Lo sarà nel medio/breve termine?

CAPACITÀ AGGIUDICATA

- **35 GW Capacità esistente prevalentemente TERMOELETTRICO GAS**
- **5,2 GW Capacità nuova: 116 MW SOLARE, 96 MW STORAGE, 44 MW IDRO, 4.944 MW prevalentemente TERMOELETTRICO GAS**
- **4,4 GW Capacità estera**

Nuova capacità FER e STORAGE 4,9% dei 5,2 GW

Capacity market del 2019

PNIEC al 2030

DOMANDA ELETTRICA
340 TWh



GENERAZIONE ELETTRICA
187 TWh da FER (55%)
153 TWh da GAS

Per produrre 153 TWh i 50 GW da GAS lavorerebbero mediamente il 35% delle ore dell'anno (3.000 ore annue)

DATI 2019

DOMANDA ELETTRICA
319 TWh



GENERAZIONE ELETTRICA
58 GW da termoelettrico NO FER
176 TWh (60% della produz. naz.)

Per produrre 176 TWh i 58 GW da TERMOELETTRICO hanno lavorato mediamente il 34% delle ore dell'anno (3.000 ore annue)

Capacity market del 2019

REMUNERAZIONE CAPACITY MARKET

AGGIUDICATA TUTTA A PREZZO DI BASE D'ASTA

Capacità nazionale esistente 33 k€/MW/anno per disponibilità di 1 anno

Capacità nazionale nuova 75 k€/MW/anno per disponibilità di 15 anni

Capacità estera 4,4 k€/MW/anno per disponibilità di 1 anno

COSTO PER IL SISTEMA

Capacità nazionale esistente 2,3 miliardi di euro distribuiti su due anni

Capacità nazionale nuova 6,5 miliardi di euro distribuiti su 15 anni

Capacità estera 39 milioni di euro distribuiti su due anni

Costo totale di circa 9 miliardi di euro distribuiti su 15 anni

Progetto pilota Fast Reserve 2020

Si tratta di un nuovo servizio di dispacciamento per la regolazione di frequenza ultraveloce che solo lo STORAGE ELETTRICHIACO è in grado di erogare

CAPACITÀ DISPONIBILE
230 MW



CAPACITÀ AGGIUDICATA
250 MW
CAPACITÀ OFFERTA
1.300 MW

PREZZO BASE D'ASTA
80 k€/MW/anno per 5 anni



PREZZO MEDIO PONDERATO DI AGGIUDICAZIONE
29,5 k€/MW/anno

COSTO TOTALE PER IL SISTEMA
37 milioni di euro distribuiti su 5 anni

Capacity market del 2019

Le regole del capacity market del 2019 non hanno consentito una più ampia partecipazione delle FER e dello STORAGE:

- ✓ **Non è stato dato sufficiente preavviso** agli operatori di mercato
- ✓ Gli operatori non hanno compreso la **differenza tra PRIMA e PIENA attuazione**
- ✓ Non c'è stata un'azione di **promozione dell'opportunità ai nuovi operatori** del mercato elettrico
- ✓ **Difficoltà di ottenere le autorizzazioni per FER e STORAGE**
- ✓ Non stimabili alcuni fattori di rischio, in particolare le FER sono tenute a restituire il differenziale di prezzo, rispetto allo strike price fissato, che dovesse formarsi su MSD, un mercato da cui ad oggi le FER sono escluse. Pertanto **le FER subiscono dinamiche di prezzo che si formano nel mercato MSD in cui non partecipano e non possono partecipare**
- ✓ Non hanno potuto partecipare le unità di produzione (UP) non rilevanti, cioè con potenza < 10 MW, perché tali UP sono aggregate nel punto di dispacciamento dell'UdD e il TSO Terna non ha visibilità diretta, che invece ha il DSO; da qui la necessità di **maggior coordinamento tra TSO e DSO**

Regolamento europeo sul mercato elettrico (943/2019)

Il capo IV (artt. da 20 a 27) consegna agli Stati membri due strumenti ai fini dell'adeguatezza:

1. Il **Piano di attuazione** per l'adozione di misure volte ad eliminare le distorsioni normative o le carenze del mercato che danno origine alla preoccupazione di non essere adeguati
2. I **meccanismi di capacità** (Riserva Strategica e Capacity Market) da adottare in ultima istanza

Regolamento europeo sul mercato elettrico (943/2019)

Ai fini del **Piano di attuazione** gli Stati membri devono considerare alcuni aspetti tra cui:

Rimozione delle distorsioni normative



FER, STORAGE e DOMANDA non hanno pieno accesso a MSD ([delibera 300/2017](#))

Rimozione dei prezzi massimali



Esistono cap&floor su MGP/MI/MSD/MB
Cap a 3.000 €/MWh e Floor a 0 €/MWh

Garanzia di un'acquisizione efficiente sotto il profilo costi e orientata al mercato servizi di bilanciamento/ancillari



Nel periodo 2011-2019 l'approvvigionamento implicito di risorse per la regolazione di tensione ha generato costi per 1,3 miliardi di euro/anno e non c'è concorrenzialità in certe zone di mercato
([delibera 282/2020](#))

Regolamento europeo sul mercato elettrico (943/2019)

PRIMA

ADOTTARE IL PIANO DI ATTUAZIONE, RECEPENDO LE OSSERVAZIONI DELLA UE

INTEGRARE FER,
STORAGE e
DOMANDA IN
MSD/MB

RIFORMARE IL
DISPACCIAMENTO
ELETTRICO (**TIDE**)

ELIMINARE CAP e
FLOOR sui PREZZI

ACCOUNTING dei
SERVIZI su
MSD/MB

Benefici:

- ✓ maggior concorrenzialità su MSD/MB
- ✓ maggior trasparenza
- ✓ segnali di prezzo che orientano gli operatori agli investimenti

Regolamento europeo sul mercato elettrico (943/2019)

LE OSSERVAZIONI DELLA UE ALL'IMPLEMENTATION PLAN ITALIANO

A decorrere dal 1° gennaio 2022:

- ✓ Eliminare tutti i prezzi dei cap e floor
- ✓ Definire un unico sistema di regolamento degli sbilanciamenti
- ✓ Valorizzare energia sbilanciamento a prezzo marginale
- ✓ Introdurre una funzione in grado di aumentare automaticamente i prezzi di bilanciamento in funzione della scarsità di riserve fino a raggiungere il valore del carico perso sia in MGP/MI sia in MSD/MB
- ✓ Riparametrare il valore del carico perso a 9.999 €/MWh rispetto agli attuali 3.000 €/MWh e comunque in conformità a quanto definirà ACER
- ✓ Aprire MSD alle FER, STORAGE e DOMANDA, eliminando il vincolo di assenso del BRP al BSP
- ✓ Adeguare i meccanismi di capacità alle disposizioni dell'art. 25 del Regolamento 943/2019 ¹¹

Regolamento europeo sul mercato elettrico (943/2019)

POI, IN ULTIMA ISTANZA



RISERVA STRATEGICA o CAPACITY MARKET

Le cifre:

- ✓ Potenza termoelettrica a carbone in dismissione 8 GW (PNIEC)
- ✓ Potenza termoelettrica a gas esistente 58 GW e nuova 5 GW (asta capacity market 2019)
- ✓ Potenza rinnovabile esistente 56 GW e nuova 39 GW (PNIEC)
- ✓ Potenza storage esistente 8 GW e nuova 10 GW (PNIEC)

Al 2030 con una capacità di generazione di 158 GW, uno storage di 18 GW ed un picco di domanda stimabile in circa 60 GW, valutare la riserva strategica potrebbe essere un'opzione alternativa al capacity market

Delibera 507/2020 di ARERA

Considerazioni:

- ✓ È auspicabile un'analisi costi/benefici tra riserva strategica e capacity market
- ✓ Qualora venisse identificata una fascia oraria ristretta o un periodo dell'anno delimitato su cui grava la necessità di adeguatezza del sistema, si potrebbe anche optare per la riserva strategica
- ✓ Definire meccanismi di capacità chiari più green oriented, che consentano cioè la partecipazione di FER e STORAGE, rimuovendo le distorsioni del precedente meccanismo con l'ammissione delle UP non rilevanti e con l'eliminazione dei rischi conseguenti alla non partecipazione a MSD
- ✓ Nel caso non fosse possibile rimuovere le suddette distorsioni, istituire meccanismi di capacità differenziati tra UP TERMOELETTRICHE e UP FER/STORAGE
- ✓ Valorizzare il contributo delle comunità energetiche e degli autoconsumatori collettivi all'adeguatezza e al bilanciamento del sistema quando consumo e produzione sono contestuali

Delibera 507/2020 di ARERA

Considerazioni:

- ✓ Optare per un capacity market zonale e non nazionale per indirizzare gli investimenti dove sono geograficamente necessari; inoltre i prezzi di vendita dell'energia su MGP/MI differiscono nelle 6 zone ed in MSD il TSO ha definito 18 perimetri di aggregazione
- ✓ I cap di prezzo definiti dal capacity market possono distorcere le dinamiche di mercato e fungere da barriera all'ingresso a nuovi entranti che non vi partecipano; inoltre le nuove tecnologie quali FER e STORAGE non potendo partecipare pienamente a MSD non hanno altre revenue stream per rendere economicamente sostenibile un business plan
- ✓ Con riferimento alla dettaglio dei costi fissi di investimento da fornire per ciascuna tecnologia relativamente al $CONE_{RS}$ rappresentare separatamente il costo della tecnologia ed il costo dell'installazione e collaudo
- ✓ Occorre abilitare il mercato secondario per la nuova capacità assegnata dall'asta del capacity market 2019, perché FER hanno notevoli criticità ad essere autorizzate a differenza delle altre tecnologie



GRAZIE PER L'ATTENZIONE