FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

"I SISTEMI DI ACCUMULO PER LA FLESSIBILITÀ DEL SISTEMA ELETTRICO"

23 marzo 2023

K.EY – The Energy Transition Expo

22-24 March 2023

FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

EVOLUZIONE DEL MERCATO ACCUMULI IN ITALIA ED EXCURSUS POLICY E SERVIZI PER LA FLESSIBILITÀ

Fabio Zanellini

Presidente CT Gruppo Sistemi di Accumulo ANIE

22-24 March 2023

THE ENERGY TRANSITION EXPO

La situazione attuale: il pompaggio idroelettrico

- Ad oggi, in Italia presenti **22 impianti** con una potenza massima di circa **7,6 GW,** con una capacità di stoccaggio di **53 GWh** di cui l'84% riferita ai **6 impianti maggiori**
- La dislocazione prevalentemente al Nord **ne limita l'utilizzo** per la risoluzione delle criticità principalmente riconducibili alle fonti rinnovabili, quali l'overgeneration, che si verificano principalmente al Sud e nelle Isole
- Altra criticità data dallo scarsa differenza nei prezzi spot

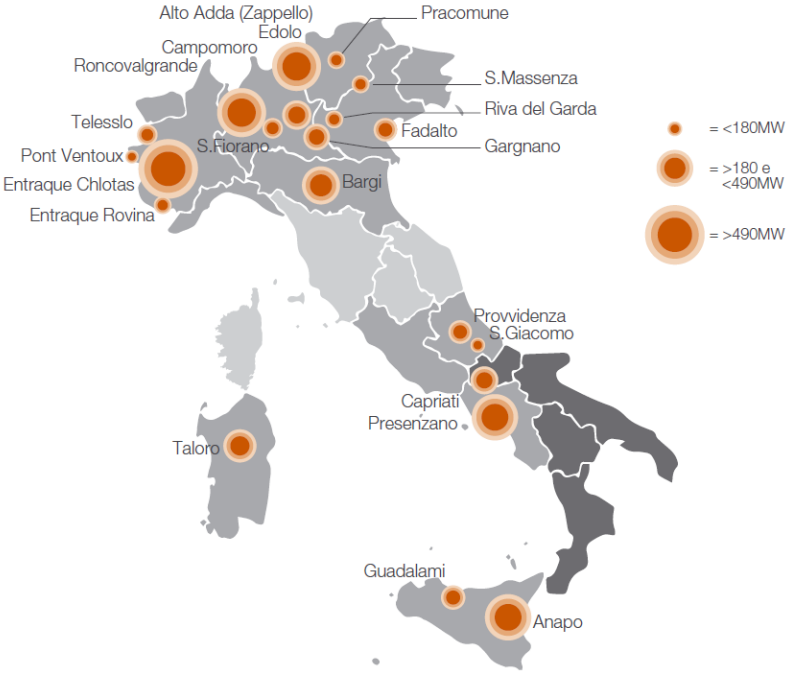
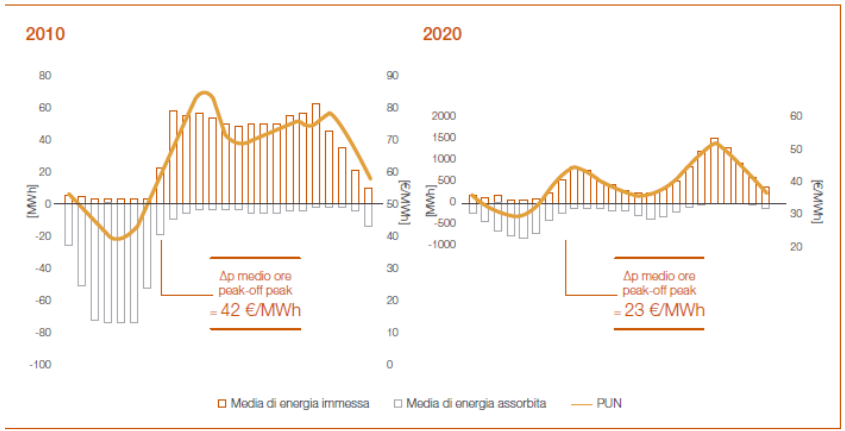


FIGURA 97 *Confronto tra PUN, energia media assorbita e immessa in rete dagli impianti di pompaggio*



Fonte: PdS 2021 Terna

FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

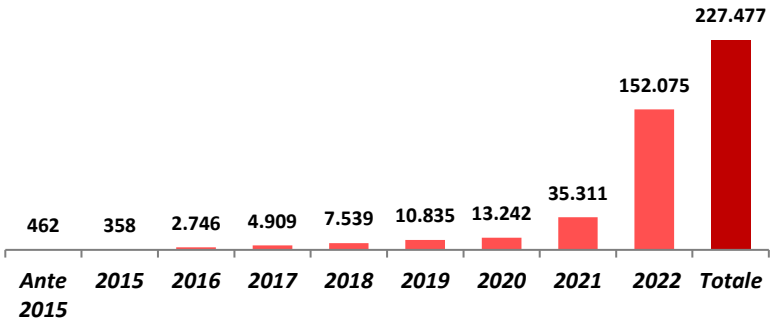
CONFINDUSTRIA

Gli storage «privati» (1)

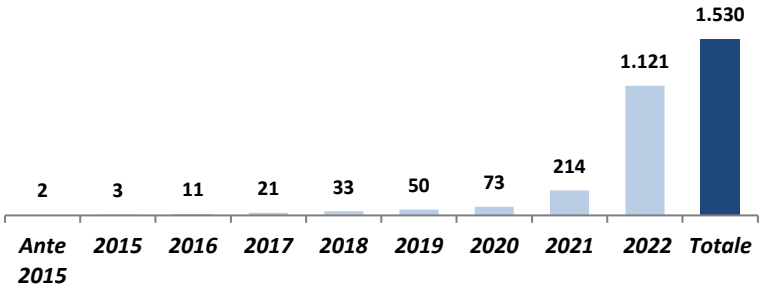
Fonte: Elaborazione Anie su dati Terna al 31 dicembre 2022

Periodo di riferimento	Variazioni congiunturali [%]		
	N. SdA	*Potenza SdA*	*Capacità SdA*
Q2 2019/Q1 2019	-13%	-7%	-10%
Q3 2019/Q2 2019	11%	18%	18%
Q4 2019/Q3 2019	31%	18%	20%
Q1 2020/Q4 2019	-23%	-17%	-20%
Q2 2020/Q1 2020	7%	9%	10%
Q3 2020/Q2 2020	60%	71%	71%
Q4 2020/Q3 2020	-22%	7%	-11%
Q1 2021/Q4 2020	19%	-7%	18%
Q2 2021/Q1 2021	61%	64%	85%
Q3 2021/Q2 2021	46%	51%	64%
Q4 2021/Q3 2021	54%	71%	71%
Q1 2022/Q4 2021	45%	32%	40%
Q2 2022/Q1 2022	25%	41%	35%
Q3 2022/Q2 2022	42%	56%	41%
Q4 2022/Q3 2022	67%	88%	66%

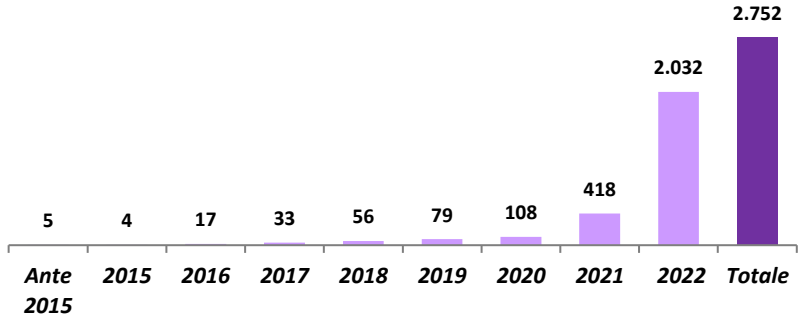
N. SdA connessi al 2022



Potenza SdA connessi al 2022 [MW]



Capacità SdA connessi al 2022 [MWh]



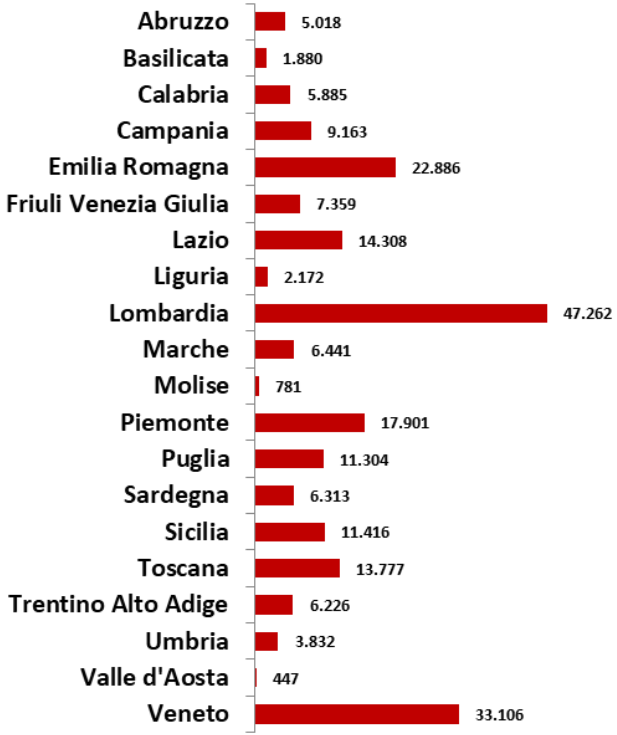
FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

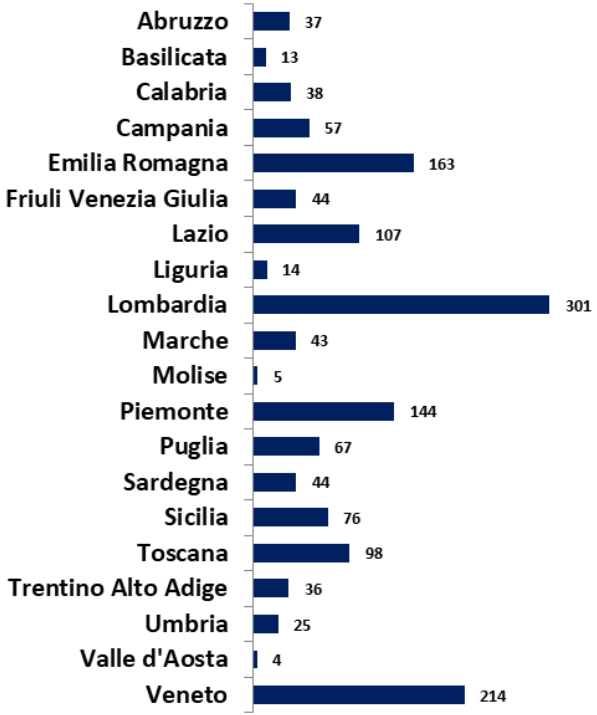
Gli storage «privati» (2)

Fonte: Elaborazione Anie su dati Terna al 31 dicembre 2022

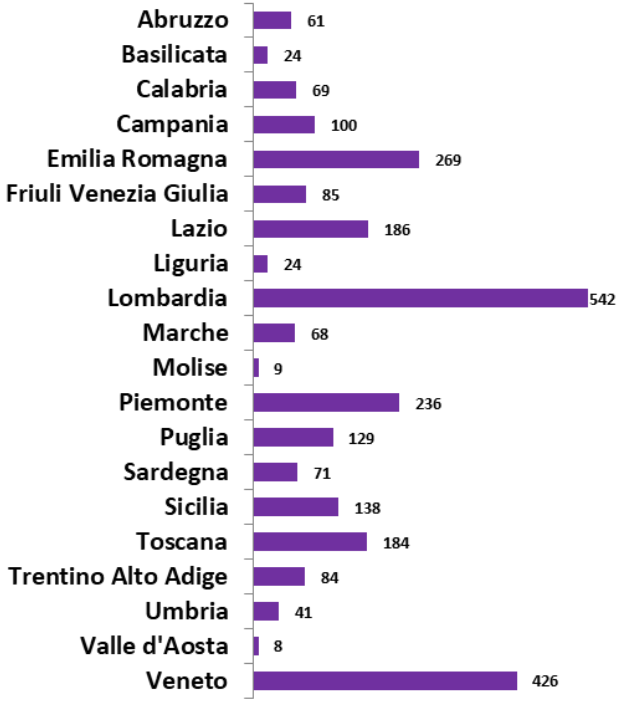
N. totale SdA installati per regione



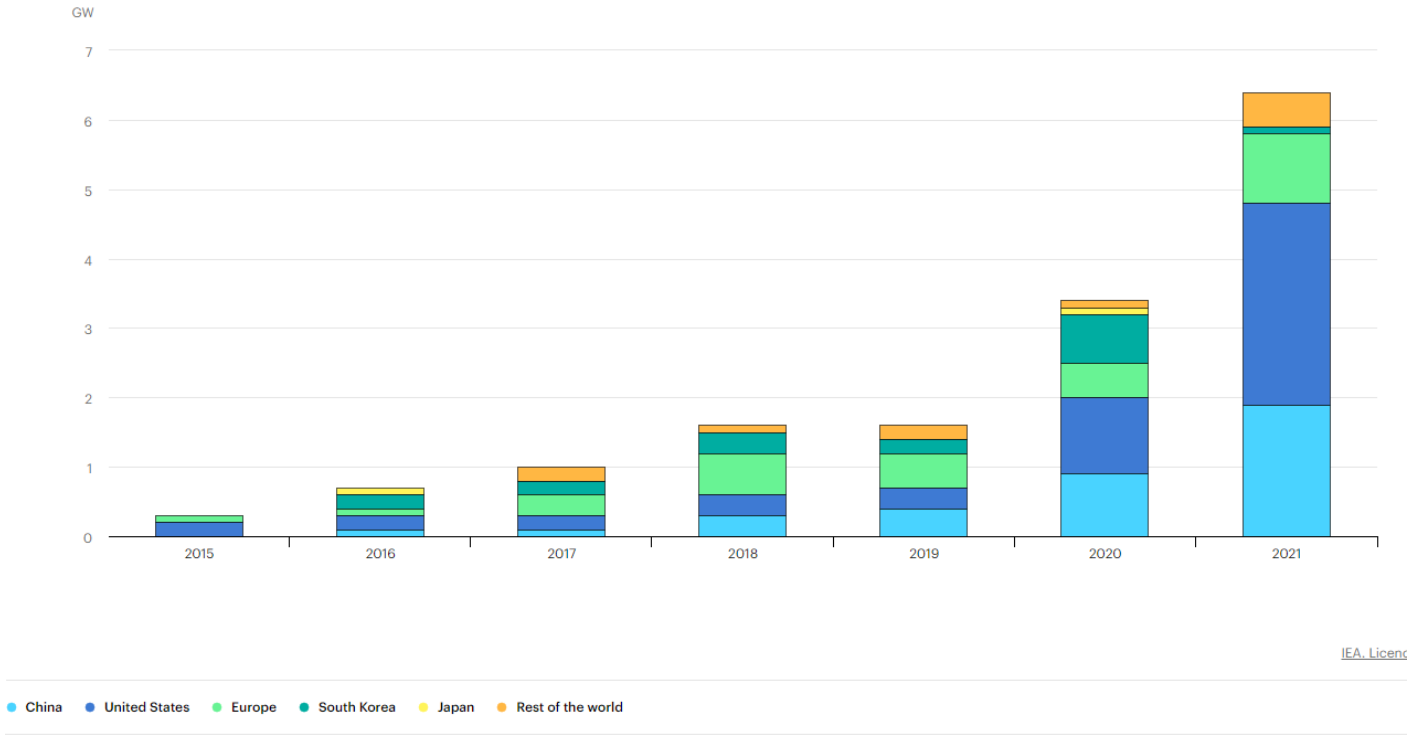
Potenza totale SdA per regione [MW]



Capacità SdA utilizzata max totale per regione [MWh]



Annual grid-scale battery storage additions, 2016-2021 IEA



22-24 March 2023

Fonte: Annual grid-scale battery storage additions, 2016-2021, IEA, Paris https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/annual-grid-scale-battery-storage-additions-2016-2021, IEA. Licence: CC BY 4.0

Il mercato dei sistemi di storage

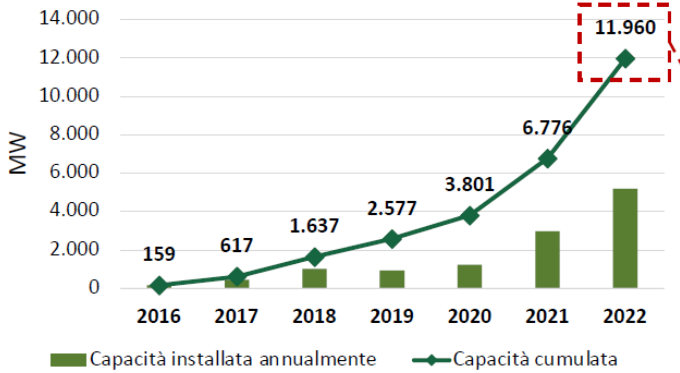
Andamento negli anni e distribuzione per Paese in Europa

Forte incremento delle installazioni di sistemi di accumulo elettrochimico a livello europeo negli ultimi anni.

Nel **2022**, **si prevede l'installazione di più di 5 GW di sistemi di accumulo elettrochimico (+75% vs anno precedente)**. Gli **Stati europei** che hanno registrato la potenza installata maggiore sono **Gran Bretagna** e **Germania**, seguiti poi da **Irlanda** e **Francia**.

Nei principali paesi europei **l'ambito applicativo tipico è diverso rispetto a quello italiano**

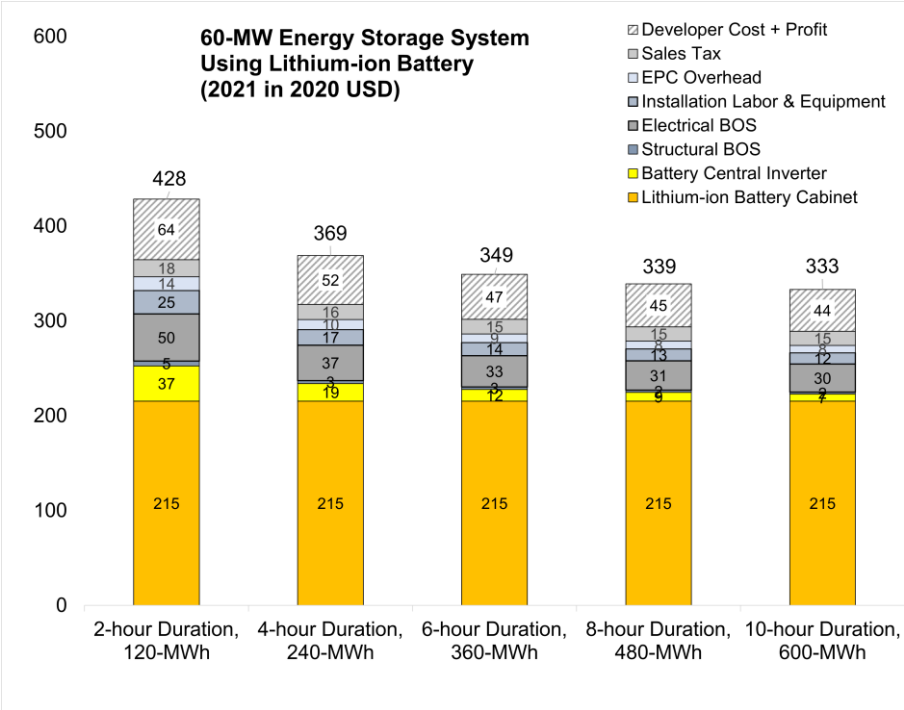
Potenza installata in SdA elettrochimici in Europa



Paese	Potenza installata cumulata prevista a fine 2022 [MW]	Ambito di installazione trainante
Gran Bretagna	3.600	Utility-scale
Germania	3.900	Utility-scale e Residenziale
Irlanda	1.400	Utility-scale
Italia	720 (fine giugno 2022)	Residenziale
Francia	670	Utility-scale
Altri Paesi	2.390	-

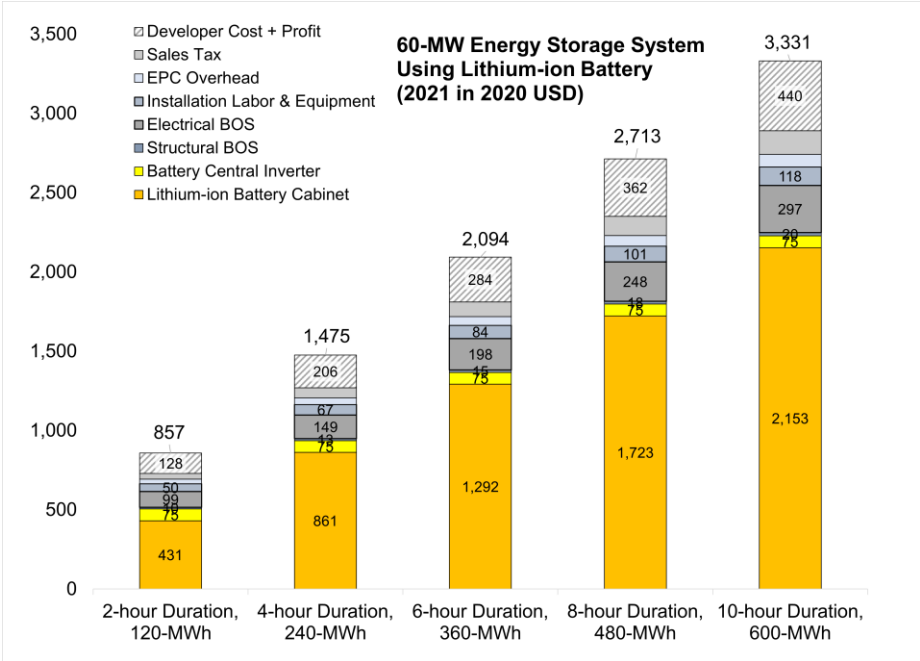
Fonte: EASE e Delta Energy & Environment

Costi SdA utility scale



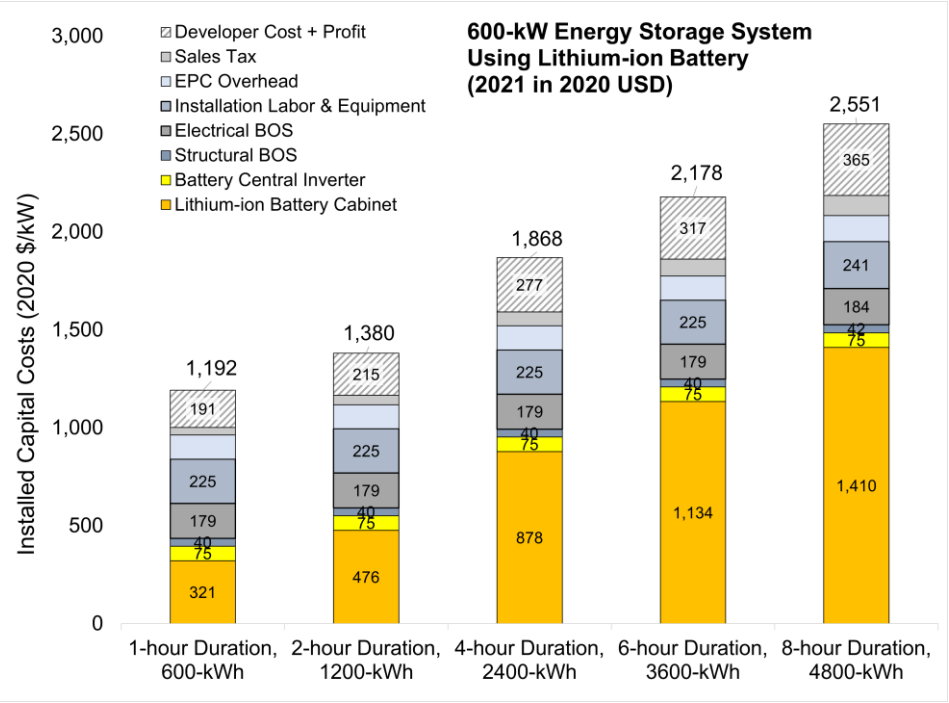
2021 U.S. utility-scale LIB storage costs for durations of 2–10 hours (60 MW_{DC}) in **$/kWh**

Fonte: Annual Technology Baseline NREL



2021 U.S. utility-scale LIB storage costs for durations of 2–10 hours (60 MWDC) in **$/kW**

Costi SdA commerciale e residenziale



Estimated costs of commercial stand-alone BESS using NREL bottom-up model (2021 benchmark data in 2020$US)

Fonte: Annual Technology Baseline NREL

	5 kW 12.5 kWh Moderate 2021
Battery Pack $	$2,955.44
BOS $	$1,811.76
Engineering Fee $	$95.52
Install Labor & Equipments $	$1,963.25
Inverter $	$2,233.29
Overhead & Profit $	$3,519.08
PII $	$1,620.81
Sales & Marketing $	$3,658.77
Sales Tax $	$437.22

Cost Details for Residential Storage

Stime andamento costi batterie per utility scale

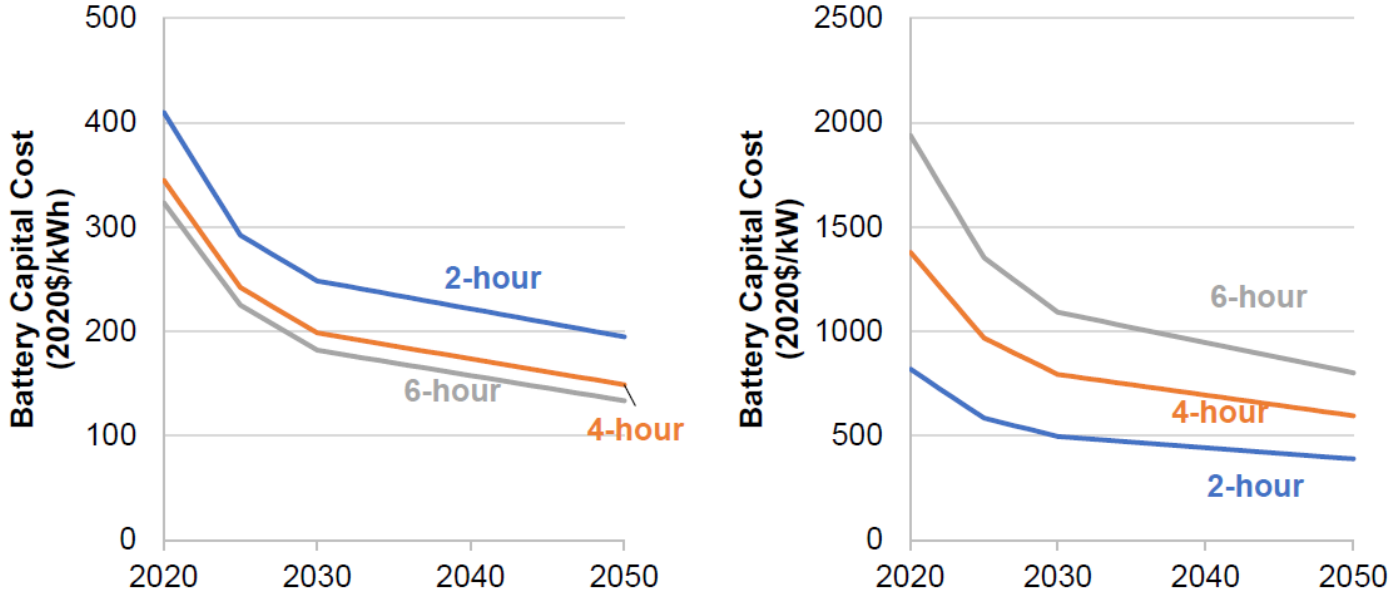


Figure 6. Cost projections for 2-, 4-, and 6-hour duration batteries using the mid cost projection.
Left shows the values in $/kWh, while right shows the costs in $/kW.

Fonte: «Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update" NREL

FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

Le prospettive: il DDS Terna – Snam 2022

- Legge Europea sul clima (Regolamento UE 2021/1119): obiettivo UE di **neutralità climatica** (“**Net Zero**”) **entro il 2050** e di **ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 55% entro il 2030** rispetto ai livelli del 1990
- Progetto **Next Generation EU** nel PNRR stanziati **40 miliardi** per incrementare l’**efficienza energetica**, velocizzare la **penetrazione del vettore elettrico** ed aumentare l’**utilizzo di FER e di gas verdi** (semplificando le procedure di autorizzazione per le FER, promuovendo l’agri-voltaico, il biometano e sviluppando le hydrogen valleys e le relative filiere)
- Crisi energetica, accentuata dall’invasione dell’Ucraina
- Gli scenari elaborati e descritti rispetto al 2019 sono:
  - ✓ uno scenario di policy al 2030 (cd. **Fit-For-55**): le FER superano il 65 % della domanda elettrica nazionale e i gas verdi (idrogeno verde e biometano all’11 % della domanda di gas)
  - ✓ due scenari di policy al 2040 (cd. **Distributed Energy** e **Global Ambition**) il cui punto di partenza è il Fit-For-55
  - ✓ uno scenario **contrastante** a quello di policy (cd. **Late Transition**) sia al 2030 che al 2040

	2019	2030		2040		
	Consuntivo	FF55	LT	DE-IT	GA-IT	LT
FABBISOGNO DI ELETTRICITA' (TWh)	320	366	331	418	396	389
di cui CONSUMI PER PRODUZIONE H2	-	9	-	18	16	9
GENERAZIONE FER (TWh)	***113***	***239***	***187***	***325***	***302***	***244***
di cui SOLARE	23	101	69	157	138	102
di cui EOLICO	20	68	46	108	99	71
GENERAZIONE TERMOELETTRICA NETTA (TWh)	***169***	***80***	***96***	***49***	***53***	***99***
di cui GAS	138	75	91	46	50	94
SALDO IMPORT/EXPORT (TWh)	***38***	***52***	***54***	***54***	***49***	***51***
CAPACITA' INST.FER (GW)	***55***	***122***	***91***	***175***	***160***	***123***
di cui SOLARE	21	75	52	114	102	75
di cui EOLICO	11	27	19	42	39	28
CAPACITA' INST. ACCUMULI (GWh)[4]	***1***	***95***	***50***	***175***	***144***	***71***
CAPACITA' INST. ELETTROLIZZATORI (GW)	***-***	***5***	***-***	***12***	***8***	***5***
DOMANDA DI METANO (TWh @ PCS 10,58 kWh/m3) [5]	***789***	***700***	***653***	***561***	***629***	***714***
di cui GAS NATURALE	788	620	641	375	393	599
di cui BIOMETANO	1	57	11	109	109	74
TERMOELETTRICO (INCLUSO CALORE DERIVATO E CALORE DIRETTO)	329	231	243	177	182	285
USI FINALI ENERGETICI	427	413	377	278	290	351
USI FINALI NON ENER, ALTRI USI, PERDITE E BUNKERAGGI	33	35	32	30	30	36
DOMANDA DI IDROGENO (TWh @ PCS 10,58 kWh/m3)	***-***	***23***	***1***	***77***	***127***	***41***
PICCO DI DOMANDA GAS (GWh/giorno)	**4.169**	**4.762**	**4.373**	**3.830**	**3.947**	**4.582**
di cui GAS NATURALE E BIOMETANO (GWh/giorno)	**4.169**	**4.698**	**4.370**	**3.619**	**3.598**	**4.455**
di cui IDROGENO(*) (GWh /giorno)	**-**	**63**	**3**	**212**	**349**	**127**

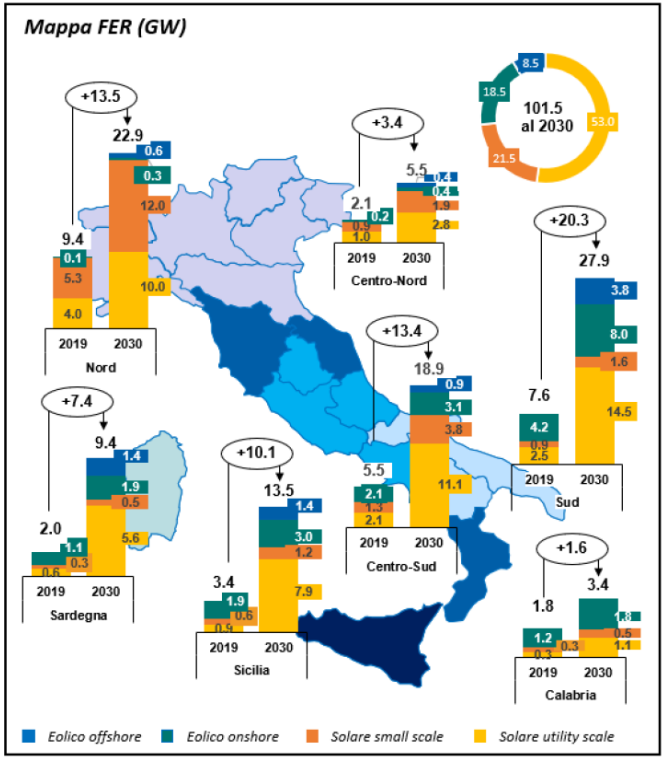
(*) valore annuale medio

Tabella 2 – Principali valori degli scenari DDS22

Nota 4: La tabella esclude la capacità di accumulo data dai pompaggi esistenti

Evoluzione FER (GW) e capacità SdA (GWh) FF55

- +**70 GW eolici** e **FV** rispetto ai 32 GW installati al 2019 (+12 GW FV distribuito, +42 GW FV utility, +7 GW eolico onshore, +9 GW eolico offshore)
- obiettivo sfidante ma raggiungibile considerando che Terna ad oggi ha già ricevuto oltre **300 GW** di richieste di connessione di nuove FER e che negli anni 2009-2010 si sono già raggiunti in Italia tassi di installazione annui comparabili
- priorità alle zone a maggior attrattività (Sud e isole maggiori)



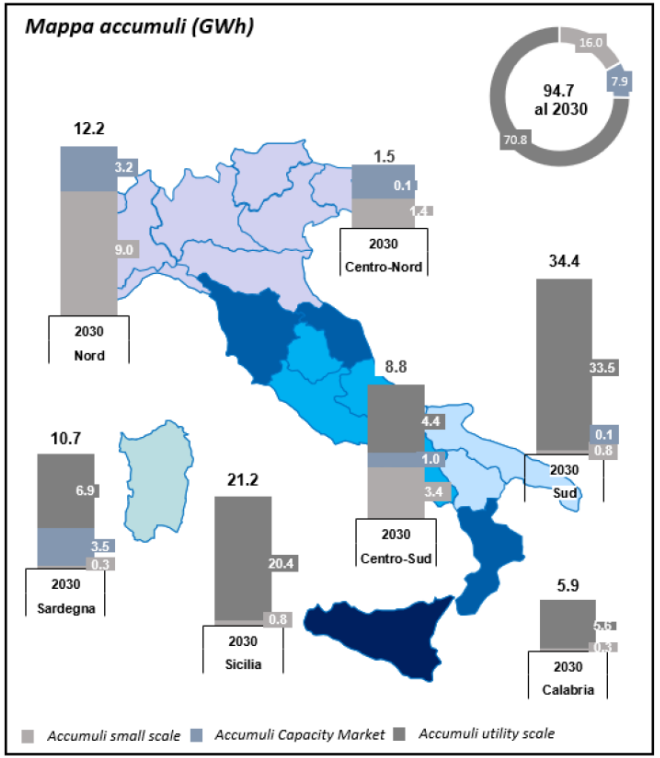


Figura 18 – Dettaglio evoluzione capacità FER (GW) e capacità totale accumuli (GWh) al 2030 nello scenario FF55[34]

RdC Terna e DSO

RdC Terna al 31/12/2023 (fonte PdS Terna 2023)

	DA ELABORARE		FORNITE		ACCETTATE	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Fotovoltaico	26.790	67%	14.055	60%	54.621	57%
Eolico On-shore	10.065	25%	9.238	40%	36.687	38%
Idroelettrico	3.047	8%	0	0%	4.905	5%
Bioenergie e Geotermoelettrico	24	0%	10	0%	205	0%
TOTALE	39.926	100%	23.303	100%	96.418	100%

	PROGETTI IN VALUTAZIONE		PROGETTI CON NULLA OSTA		STMD/CONTRATTI	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Fotovoltaico	10.970	64%	14.963	56%	2.312	59%
Eolico On-shore	5.994	35%	11.288	42%	1.430	36%
Idroelettrico	212	1%	577	2%	33	1%
Bioenergie e Geotermoelettrico	36	0%	58	0%	154	4%
TOTALE	17.212	100%	26.886	100%	3.928	100%

FIGURA 13 *Distribuzione zonale delle richieste di connessione MT/BT di impianti fotovoltaici ed eolici al 30.11.2022, elaborazione su dati forniti dalle imprese distributrici (MW)*

	NORD (27%)		C-NORD (5%)		C-SUD (29%)		SUD (20%)	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Fotovoltaico	7.774	97%	1.238	87%	5.245	88%	4.848	81%
Eolico	262	3%	187	13%	691	12%	1125	19%
TOTALE	8.036	100%	1.425	100%	5.936	100%	5.972	100%

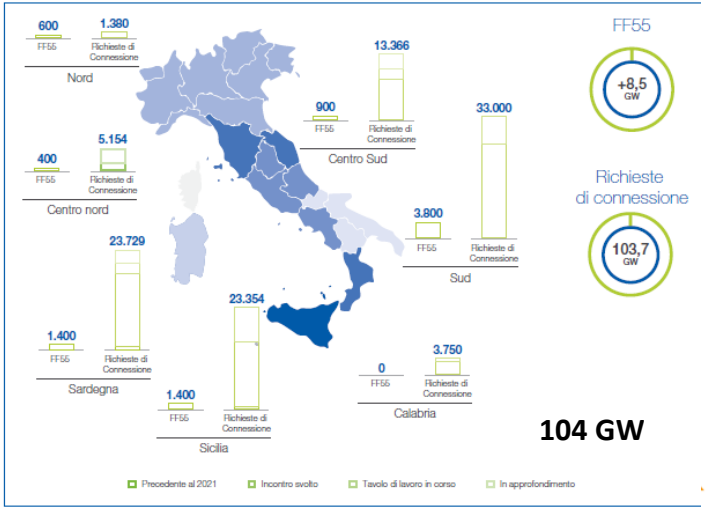
	CALABRIA (3%)		SICILIA (17%)		SARDEGNA (9%)		TOTALE ITALIA (100%)	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Fotovoltaico	673	76%	5.013	95%	2.552	92%	27.343	90%
Eolico	216	24%	262	5%	208	8%	2.950	10%
TOTALE	889	100%	5.275	100%	2.760	100%	30.293	100%

La *Figura 11* riporta la **distribuzione geografica** delle richieste di connessione in alta tensione con dettaglio per ogni Zona di Mercato al 31.12.2022:

	NORD (4%)		C-NORD (2%)		C-SUD (14%)		SUD (37%)	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Fotovoltaico	6.196	71%	2.738	58%	16.670	58%	43.346	56%
Eolico On-shore	1.650	19%	1.713	36%	10.455	37%	31.588	41%
Idroelettrico	560	7%	96	2%	1.533	5%	2.306	3%
Bioenergie e Geotermoelettrico	298	3%	152	4%	27	0%	10	0%
TOTALE	8.704	100%	4.699	100%	28.685	100%	77.250	100%

	CALABRIA (3%)		SICILIA (24%)		SARDEGNA (16%)		TOTALE ITALIA (100%)	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Fotovoltaico	610	12%	35.653	72%	18.499	55%	123.711	60%
Eolico On-shore	4.649	88%	12.190	24%	12.456	37%	74.701	36%
Idroelettrico	14	0%	1.807	4%	2.457	8%	8.774	4%
Bioenergie e Geotermoelettrico	0	0%	0	0%	0	0%	487	0%
TOTALE	5.273	100%	49.650	100%	33.412	100%	207.673	100%

FIGURA 23 *Distribuzione delle iniziative di impianti eolici off-shore al 31.12.2022 confrontata con la capacità incrementale prevista al 2030 nello scenario FF55 (MW)*



104 GW

FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

Richieste di connessione SdA Terna al 31/12/2022

	DA ELABORARE		FORNITE		ACCETTATE	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Stand-alone	8035	52%	4187	61,4%	5104	32,7%
Integrati	4415	29%	2637	38,6%	6082	39%
Pompaggio	2963	19%	0	0%	4420	28,3%
TOTALE	15413	100%	6824	100%	15606	100%

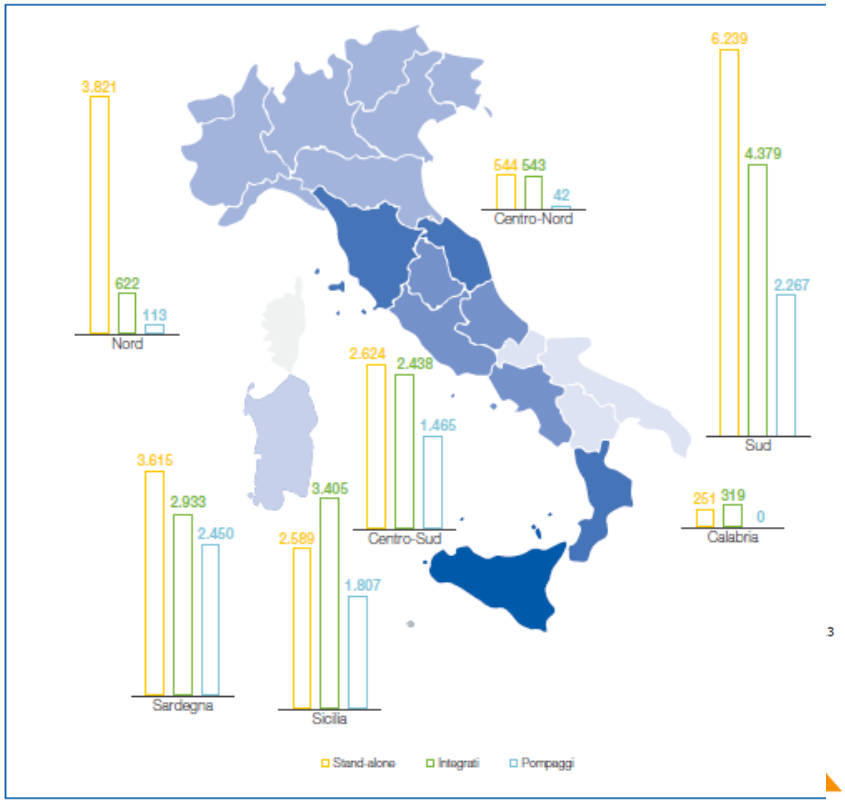
	PROGETTI IN VALUTAZIONE		PROGETTI CON NULLA OSTA		STMD/CONTRATTI	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Stand-alone	796	40,6%	1235	54%	349	90%
Integrati	955	48,6%	509	22%	41	10%
Pompaggio	212	10,8%	550	24%	0	0%
TOTALE	1963	100%	2294	100%	390	100%

La **distribuzione geografica** per singola zona di mercato è dettagliata in seguito e nella *Figura 37*.

	NORD (11%)		C-NORD (3%)		C-SUD (14%)		SUD (30%)	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Stand-alone	3821	84%	544	48%	2624	40%	6239	48%
Integrati	622	14%	543	48%	2438	37%	4379	34%
Pompaggio	113	2%	42	4%	1465	23%	2267	18%
TOTALE	4556	100%	1129	100%	6527	100%	12885	100%

	CALABRIA (1%)		SICILIA (19%)		SARDEGNA (22%)		TOTALE ITALIA (100%)	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Stand-alone	251	44%	2589	33%	3615	40%	19683	46%
Integrati	319	56%	3405	44%	2933	33%	14639	34%
Pompaggio	0	0%	1807	23%	2450	27%	8144	20%
TOTALE	570	100%	7801	100%	8998	100%	42466	100%

FIGURA 37 *Distribuzione zonale richieste di connessione accumuli e pompaggi (MW)*

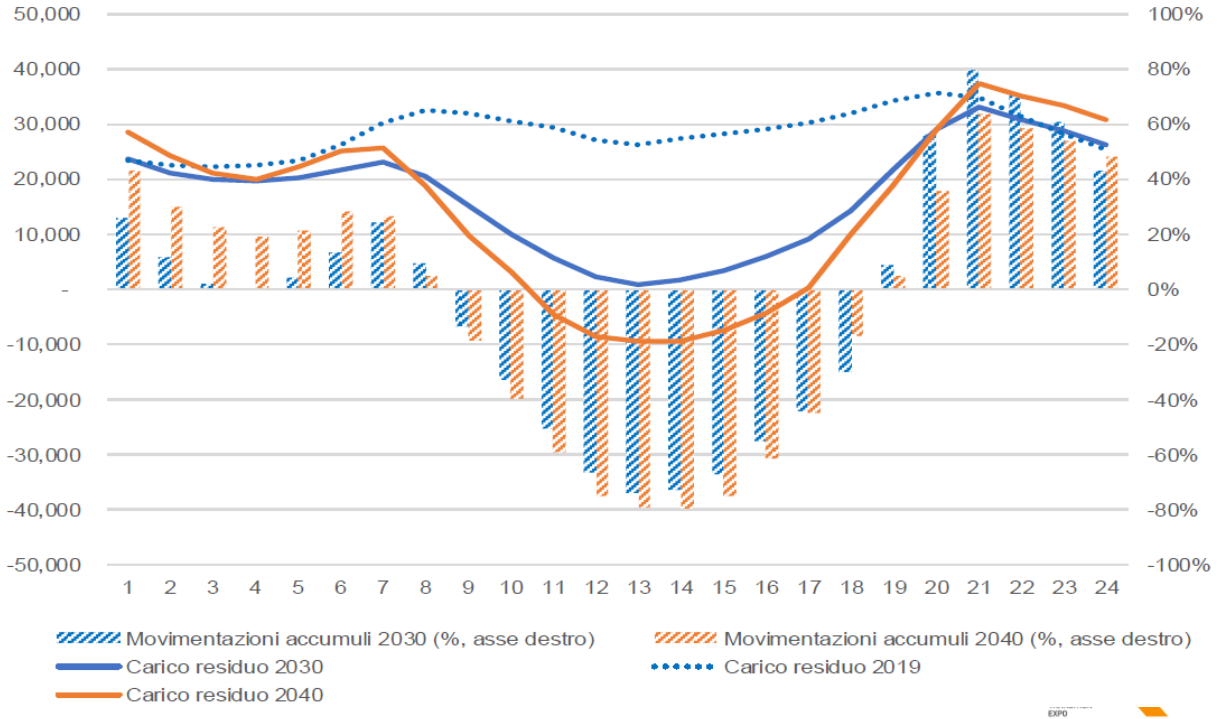


FF55: focus accumulo

- **In una pianificazione coordinata delle varie risorse al 2030, l'elevato incremento delle FER, comporta, ed è a sua volta abilitato, da un aumento della capacità di accumulo disponibile**
- La capacità di accumulo presente nello scenario FF55 è data dalla somma di:
  - ✓ **accumuli esistenti** (essenzialmente impianti di pompaggio, non ricompresi nella tabella precedente)
  - ✓ **accumuli utility-scale** già aggiudicatari di contratti a termine sulle aste del Capacity Market
  - ✓ **nuovi accumuli "small-scale"** con rapporto energia/potenza medio (**4 ore**) affiancate al piccolo FV per massimizzazione dell'autoconsumo
  - ✓ **nuovi accumuli "utility-scale"**, con un rapporto energia/potenza elevato (**8 ore**). Tecnologie ritenute mature: **pompaggio ed elettrochimico**
- Lo scenario considera la nuova capacità di accumulo già contrattualizzata con le aste del Capacity Market (0,1 GW di CDP assegnata nell'asta CM con consegna 2023 e 1,2 GW nell'ultima asta, tenutasi a febbraio 2022 con anno di consegna 2024, di cui 0,5 GW di CDP in Sardegna): **2,1 GW** (8 GWh) complessivamente contrattualizzati, con un rapporto E/P pari a 2 o 4 ore e principalmente localizzati al Nord ed in Sardegna. Tali impianti sono funzionali a contribuire all'adeguatezza del sistema, ma meno adatti a spostare elevati volumi di energia prodotta dal fotovoltaico dalle ore centrali a quelle serali
- Fabbisogno di accumulo complessivo al 2030 nello scenario FF55, addizionale rispetto ai pompaggi esistenti, è pari a **95 GWh:**
  - ✓ **16 GWh** da **comunità energetiche** e piccoli impianti distribuiti
  - ✓ **8 GWh** già assegnatari di contratti pluriennali nelle aste del **Capacity Market**
  - ✓ **71 GWh** da impianti di grande taglia che dovranno essere realizzati attraverso i meccanismi d'asta delineati **dall'art. 18 del D.lgs. 210/2021**
- Incremento degli accumuli al **Nord** prevalentemente **small-scale** correlato al FV distribuito, mentre l'incremento è maggiore al **Sud e sulle isole**, dove gli impianti di tipo **"utility-scale"** rappresentano in media il 90% della nuova capacità di accumulo

Il funzionamento previsto degli accumuli

- La variabilità del **carico residuo** (differenza tra il fabbisogno elettrico e produzione da solare ed eolico) permette di quantificare il fabbisogno di flessibilità del sistema (figura riferita a maggio)
- Al 2030, un SdA al sud con E/P = **8 h** funziona circa **3.600 h** equivalenti (2.000 h in assorbimento e 1.600 h in produzione)
- Anche i pompaggi esistenti passano da circa **260 h** equivalenti di oggi a circa **720 h** al 2030.
- Dagli storage anche **servizi di rete**



Meccanismi di supporto economico

- **Agevolazioni fiscali** (bonus-ristrutturazione 50% e superbonus 110%)
- **Finanziamenti diretti** (fondi/bandi regionali)
- **Autoconsumo (*)**
  - ✓ Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC, delibere 578/2013 e s.m.i. e delibera 573/2022) **Nuovo TISSPC**
  - ✓ Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC, delibera 578/2013 e s.m.i., delibera 556/2022) **Nuovo TISDC**
  - ✓ Sistemi di Autoconsumo Individuale a Distanza
  - ✓ Gruppi di Autoconsumo che agiscono collettivamente
  - ✓ Comunità Energetiche

  } Dlgs 199/2021 e 210/2021, delibera 318/2020, DCO 390/2022, Delibera 727/2022
  Nuovo Testo Integrato su autoconsumo diffuso (TIAD) (importante anche delibera 109/2021 e s.m.i. e A78 Terna)

- **Ultima bozza decreto MASE: max [100 ÷ 120; 60 ÷ 80+max(0;180 – Pz)] (per impianti rispettivamente > 600 kW, tra 200 e 600 kW e ≤ 200) per CACER** (validità 20 anni, proposto fattore di correzione +4 €/MWh per Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo, +10 €/MWh da Emilia Romagna a salire)

(*) L'autoconsumo è il consumo, istantaneo o per il tramite di sistemi di accumulo, dell'energia elettrica prodotta all'interno di un'area opportunamente delimitata, indipendentemente dai soggetti (anche diversi tra loro) che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente finale e dai relativi assetti societari, purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato, indipendentemente dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione e indipendentemente dall'utilizzo della rete di distribuzione o di collegamenti elettrici privati.» (DCO 390/2022)

Meccanismi di mercato (1)

- La **riforma dei mercati elettrici** (dco 322/2019 e 685/2022): eliminazione PUN e floor a 0 €/MWh, contrattazione continua in MI, remunerazione binomia (capacità/energia) di alcuni servizi, ecc

- I **progetti pilota** ex delibera 300/2017:

  - ✓ **UVAM**: oltre ad attività in energia su MB, possibilità di remunerazione a termine con aste mensili (contingente di **1 GW** tra asta annuale ed aste mensili su tre prodotti con remunerazione fino a **30 k€/MW/anno**)

  - ✓ **UPR** (delibera 383/2018, UP rilevanti non già abilitate e non UVA, dal 1/09/2018, 1 solo impianto idroelettrico a bacino abilitato dal 1/04/2019 con erogati circa 1 GWh a salire e 406 MWh a scendere nel periodo 1/4/2020 – 30/06/2021)

  - ✓ **UPI**: fornitura regolazione primaria di frequenza mediante SdA integrate a UP rilevanti (delibera 402/2018). 4 SdA abilitati (2 UdD) per 33,4 MW su 30 MW di contingente. SdA non ancora in esercizio all'8/2020 (ultimata installazione di 1 solo SdA al 12/2020). **Analisi economica su Libro Bianco SdA 1 edizione**

  - ✓ Qualche riflessione osservando la situazione in Germania e il relativo modello di remunerazione

Technologie	FCR	aFRR+	aFRR-	mFRR+	mFRR-
Nuclear	0,35	0,37	0,37	1,94	1,94
Lignite	0,62	1,23	1,23	4,54	4,58
Hard coal	0,62	1,27	1,27	3,78	3,68
Gas	0,28	3,14	3,16	7,80	7,56
Oil	-	0,29	0,03	1,54	0,15
Biogas/-mass	0,04	1,84	2,32	2,26	3,16
Water	1,07	14,61	14,69	14,20	14,46
Battery storage	0,45	0,06	0,06	-	-
Demand/DSM	0,12	0,51	0,64	0,67	0,71
Wind	-	-	-	-	0,19
Others	-	-	-	-	0,01
Summe	6,85	23,33	23,78	36,71	36,44

Table 1: Overview on prequalified capacity (in GW) for each primary energy source/balancing

I prodotti UVAM (nuova versione da maggio 2021)

- Ai fini dell'abilitazione, le UVAM devono essere in grado di rendere disponibile, a salire e/o a scendere, una capacità pari ad almeno **1 MW**. Nessun limite è invece previsto in relazione a ogni singola UP o di UC da cui l'UVAM è composta

	Prodotto pomeridiano	Prodotto serale 1	Prodotto serale 2
Annuale	• 15-17:59 dal lunedì a venerdì (inclusi festivi) • Impegno offerta 3 ore con facoltà BSP di ridurre a 2 ore consecutive • Cap 22.550 €/MW/anno • Strike 200 €/MWh • 112 MW area A • 28 MW area B	• 18-21:59 dal lunedì a venerdì (inclusi festivi) • Impegno offerta 4 ore con facoltà BSP di ridurre a 2 ore consecutive • Cap 30.000 €/MW/anno • Strike 400 €/MWh • 224 MW area A • 56 MW area B	• 18-21:59 dal lunedì a venerdì (inclusi festivi) • Impegno offerta 4 ore con facoltà BSP di ridurre a 2 ore consecutive • Cap 30.000 €/MW/anno • Strike 200 €/MWh • 224 MW area A • 56 MW area B
Eventuale Mensile	• Stessi strike e periodi degli annuali • Quantitativi individuati da Terna per ciascun mese sulla in base alle esigenze del sistema elettrico (ad esempio mensile maggio 2021 allocati 48 e 12 MW per pomeridiano (Aree A e B) e 96 e 24 MW per ciascun serale (sempre Aree A e B)		

- Area A: zone di mercato Nord e Centro Nord
- Area B: zone di mercato Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia, Sardegna

FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

I risultati delle aste UVAM annuali e mensili 2021

	annuale maggio – dicembre 2021			mensile maggio 2021			mensile giugno 2021			mensile luglio 2021			mensile agosto 2021			mensile settembre 2021			mensile ottobre 2021			mensile novembre 2021			mensile dicembre 2021		
	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2
Premio medio Ponderato [€/MW/anno] Area A	5.938	20.978	15.765	2.965	15.622	22.375	3.284	17.000	21.809	3.147	17.893	22.166	3.069	19.212	23.912	2.951	18.935	23.920	4.511	19.927	26.254	8.655	21.490	26.380	9.981	21.170	24.829
Premio medio Ponderato [€/MW/anno] Area B	10.887	21.178	22.768	6.222	17.410	20.813	5.000	16.452	24.937	4.458	15.592	23.478	4.000	16.631	22.621	3.115	16.982	23.773	3.679	17.388	20.728	4.366	23.989		5.541	25.798	29.138
Assegnato Area A	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	97,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,1%	100,0%	98,4%	99,6%	100,0%	100,0%	91,1%	97,6%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	52,5%	96,0%	100,0%	64,9%	100,0%	100,0%	100,0%
Assegnato Area B	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	98,3%	97,5%	19,6%	100,0%	98,3%	93,8%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,6%	100,0%	100,0%	90,8%	100,0%	100,0%	55,2%	96,7%	84,6%	0,0%	95,8%	100,0%	70,4%
Totale assegnato	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	97,8%	99,5%	83,9%	100,0%	99,7%	98,0%	100,0%	98,8%	99,7%	100,0%	100,0%	92,8%	98,3%	100,0%	98,0%	100,0%	99,9%	53,0%	96,2%	96,9%	51,9%	99,2%	100,0%	94,1%
BSP attivi	8	10	15	3	18	9	4	17	13	4	15	11	7	17	6	7	17	11	9	20	7	8	13	5	8	11	6

- Saldo UVAM su MB (remunerazione energia a salire): 2 M€ su 1.331 M€ di ricavo totale e 11 GWh accettati a salire su 5.731 TWh totali (remunerazione media 184 €/MWh) (servizi a scendere trascurabili, 2k€ per 111 MWh)
- 29 BSP con ricavi non nulli da UVAM su MB: un operatore realizza il 46% dei ricavi, i primi 5 operatori (sopra 100 k€) realizzano 80% dei ricavi, i restanti 23 si dividono il 20%

Tipo impianto	Combustibile	Sottotipo	Ricavo[€]	Qtot_offerta_spot[MWh]	Qtot_accettata_spot[MWh]
Altro	Altro	Altro	63.529	926	222
Idroelettrico	Altro	Asta idroelettrica pompaggio	55.347.402	2.424.599	280.563
		Asta idroelettrica	32.377.142	533.702	111.319
		Bacino	11.401.225	221.703	44.819
		Fluente	0	0	0
		Puro	146.745.787	4.687.728	403.489
		Serbatoio	46.608.163	1.160.245	243.695
Termico ciclo combinato	gas naturale		878.787.655	29.914.128	3.727.349
	altro		3.233.850	70.490	9.428
Termico tradizionale	carbone		81.491.431	2.988.020	569.738
	gas naturale		0	0	3
	derivati del petrolio		16.773.870	479.483	91.660
	biomassa		0	0	0
Termico turbogas	gas naturale		55.542.934	985.737	236.948
	derivati del petrolio		1.006.367	2.925	718
Geotermico			0	0	0
Eolico			0	0	0
Fotovoltaico			0	0	0
UVAM	**UVAM**	**UVAM**	**2.025.620**	**47.479**	**11.110**
UP virtuale (include Terna)	UP virtuale	UP virtuale	0	0	0
Termovalorizzatore			0	0	0
UC			0	0	0
UC virtuale			0	0	0
Totale			**1.331.404.974**	**43.517.165**	**5.731.061**

Sintesi MB 2021 a salire (fonte: elaborazione FZ su dati GME e Terna)

FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

I risultati delle aste UVAM annuali e mensili 2022

	Annuale gennaio - dicembre 2022			Mensile febbraio 2022			mensile marzo 2022			mensile aprile 2022			mensile maggio 2022			mensile giugno 2022		
	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2
Assegnato Area A [MW]	112	214,6	0	48	19,8	9,9	43,5	59,5	0	47,3	96	14,5	48	88,5	0	48	95,5	0
Assegnato Area B [MW]	27,8	54,3	16	9,7	5,9	0	8,5	24	1	8,5	24	10	12	24	11,5	12	23,3	14
Totale assegnato [MW]	139,8	268,9	16	57,7	25,7	9,9	52	83,5	1	55,8	120	24,5	60	112,5	11,5	60	118,8	14
Fabbisogno Area A [MW]	112	224	224	48	96	96	48	96	96	48	96	96	48	96	96	48	96	96
Fabbisogno Area B [MW]	28	56	56	12	24	24	12	24	24	12	24	24	12	24	24	12	24	24
Fabbisogno totale [MW]	**140**	**280**	**280**	**60**	**120**	**120**	**60**	**120**	**120**	**60**	**120**	**120**	**60**	**120**	**120**	**60**	**120**	**120**
PMP [€/MW/anno] Area A	14256,6	21410,2		15644,8	26354	26633,3	12440,2	29356,9		11606	27950,6	29757,1	10251,4	26821,2		9839,6	26398,9	
PMP [€/MW/anno] Area B	12987,7	19295,4	28678	17960,6	19423,2		21591,8	29095,2	29998	21406,2	29363,9	29989	18216,1	25927,4	28128,2	14105,8	22770,2	26855,3
Assegnato Area A [%]	**100%**	**96%**	**0%**	**100%**	**21%**	**10%**	**91%**	**62%**	**0%**	**99%**	**100%**	**15%**	**100%**	**92%**	**0%**	**100%**	**99%**	**0%**
Assegnato Area B [%]	**99%**	**97%**	**29%**	**81%**	**25%**	**0%**	**71%**	**100%**	**4%**	**71%**	**100%**	**42%**	**100%**	**100%**	**48%**	**100%**	**97%**	**58%**
Totale assegnato [%]	**100%**	**96%**	**6%**	**96%**	**21%**	**8%**	**87%**	**70%**	**1%**	**93%**	**100%**	**20%**	**100%**	**94%**	**10%**	**100%**	**99%**	**12%**
BSP attivi	10	11	1	5	8	1	5	10	1	5	8	3	5	10	2	7	10	2

	mensile luglio 2022			mensile agosto 2022			mensile settembre 2022			mensile ottobre 2022			mensile novembre 2022			mensile dicembre 2022		
	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2	p	s1	s2
Assegnato Area A [MW]	48	95	5,3	48	90,6	0	48	95,1	0	48	96	0	48	94,9	0	48	80,9	0
Assegnato Area B [MW]	12	23,8	16,5	11,7	24	11,5	12	24	1	12	24	0	12	24	2,5	12	18,7	0
Totale assegnato [MW]	60	118,8	21,8	59,7	114,6	11,5	60	119,1	1	60	120	0	60	118,9	2,5	60	99,6	0
Fabbisogno Area A [MW]	48	96	96	48	96	96	48	96	96	48	96	96	48	96	96	48	96	96
Fabbisogno Area B [MW]	12	24	24	12	24	24	12	24	24	12	24	24	12	24	24	12	24	24
Fabbisogno totale [MW]	60	120	120	60	120	120	60	120	120	60	120	120	60	120	120	60	120	120
PMP [€/MW/anno] Area A	9.342,1	26.234,2	27.169,6	9.345,6	26.767,8		9.266,4	27.971,9		9.273,2	28.815,1		9.232,5	29.332,2		9.210,7	29.589,3	
PMP [€/MW/anno] Area B	12.942,4	19.552,4	27.776,4	13.131,9	19.647,6	28.867,8	12.522,3	21.887,9	29.977,0	14.248,3	22.032,0		13.713,9	22.553,5	28.000,0	14.193,7	23.252,8	
Assegnato Area A [%]	**100%**	**99%**	**6%**	**100%**	**94%**	**0%**	**100%**	**99%**	**0%**	**100%**	**100%**	**0%**	**100%**	**99%**	**0%**	**100%**	**84%**	**0%**
Assegnato Area B [%]	**100%**	**99%**	**69%**	**98%**	**100%**	**48%**	**100%**	**100%**	**4%**	**100%**	**100%**	**0%**	**100%**	**100%**	**10%**	**100%**	**78%**	**0%**
Totale assegnato [%]	**100%**	**99%**	**18%**	**100%**	**96%**	**10%**	**100%**	**99%**	**1%**	**100%**	**100%**	**0%**	**100%**	**99%**	**2%**	**100%**	**83%**	**0%**
BSP attivi	7	10	4	5	9	2	5	9	1	6	11	0	5	8	1	5	8	0

- Al 1/09/2022 2 UVAM (su 211 abilitate di cui 58 remunerate a termine) aggregano al loro interno storage elettrochimici (80 SdA in totale) abbinati a un FV domestico per 200 kW di capacità di modulazione totale (fonte Energy Strategy Group)

Meccanismi di mercato (2)

- I **progetti pilota** ex delibera 300/2017:
  - ✓ **Regolazione secondaria di frequenza**: (saldo energetico MB 2021 pari al 26% del totale, 181 €/MWh di ricavo specifico netto), ad oggi non sono disponibili informazioni sull'andamento del progetto pilota
  - ✓ **Regolazione ultra-rapida di frequenza** (fast reserve unit o FRU): assegnati il 10/12/2020 249,9 MW rispetto a 1,3 GW qualificati (117 unità, 53 operatori), e impegno 1.000 ore/anno per 5 anni (2023 – 2027)
- «Progetti pilota per l'approvvigionamento di **servizi ancillari locali**», delibera 352/2021

Tabella 3 Elenco delle unità aggiudicatarie di capacità per la partecipazione al progetto sull'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida della frequenza

Area di assegnazione	Ragione sociale	Codice Unità	Potenza qualificata [MW]	Prezzo di assegnazione [/MW/anno]
Centro Nord	ENEL X ITALIA S.R.L.	FRU_124221_15	20	27.500
Centro Nord	ENEL X ITALIA S.R.L.	FRU_124221_17	20	23.000
Centro Nord	ENGIE ITALIA S.P.A.	FRU_OEELCTB_03	6,2	22.200
Centro Nord	FALCK NEXT ENERGY S.R.L.	FRU_107698_01	7,5	18.800
Centro Nord	FCA ITALY S.P.A.	FRU_118865_01	25	28.750
Centro Nord	IREN ENERGIA S.P.A.	FRU_OEIESRD_03	5,6	7.421
Centro Nord	IREN ENERGIA S.P.A.	FRU_OEIESRD_04	9,9	26.914
Centro Nord	IREN ENERGIA S.P.A.	FRU_OEIESRD_05	14	11.971
Centro Nord	ZE ENERGY S.A.S.	FRU_142694_01	5	28.499
Centro Nord	ZE ENERGY S.A.S.	FRU_142694_02	5	28.499
Totale Centro Nord			118,2	23.418
Centro Sud	BLUSOLAR MELILLI 1 S.R.L.	FRU_138914_01	5	24.488
Centro Sud	DEL ENERGY S.R.L.	FRU_GE01222_01	5	32.580
Centro Sud	ENEL X ITALIA S.R.L.	FRU_124221_18	9,6	23.000
Centro Sud	ENEL X ITALIA S.R.L.	FRU_124221_19	9,6	18.000
Centro Sud	ENGIE RINNOVABILI S.P.A.	FRU_OEWSNDC_01	12,5	32.558
Centro Sud	ENGIE SERVIZI S.P.A.	FRU_OECS (TF_01	25	26.499
Centro Sud	METKA EGN APULIA S.R.L.	FRU_137794_01	20	32.000
Centro Sud	RTR II S.R.L.	FRU_104547_02	10	23.500
Centro Sud	TRINA SOLAR ITALY SYSTEMS S.R.L.	FRU_135630_04	5	30.185
Totale Centro Sud			101,7	27.279
Sardegna	ENI S.P.A.	FRU_OEESDAN_01	12	64.880
Sardegna	METKA EGN SARDINIA S.R.L.	FRU_130861_01	6	59.000
Sardegna	NWJ ITALIA S.R.L.	FRU_142514_21	7	62.900
Sardegna	WHYSOL-E SVILUPPO S.R.L.	FRU_136962_01	5	51.500
Totale Sardegna			30	61.016
Totale			249,9	

FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

Il Capacity Market: esiti aste 2022, 2023 e 2024

	2022				2023				2024			
Zone	Esistente	Nuova	Estero	Totale	Esistente	Nuova	Estero	Totale	Esistente	Nuova	Estero	Totale
Nord	21.465	1.276	4.241	26.982	21.284	2.631	4.241	28.156	20.423	2.748	3.445	26.616
Centro Nord	1.272	49		1.321	1.308	65		1.373	1.210	44		1.254
Centro Sud	4.233	305	104	4.642	4.651	804	104	5.559	4.796	418	113	5.327
Sud	2.581	84	49	2.714	2.927	162	49	3.138	2.933	32	52	3.017
Calabria	3.185	0		3.185	2.891	0		2.891	2.843	0		2.843
Sicilia	1.878	53		1.931	1.797	342		2.139	1.771	8		1.779
Sardegna	144	0		144	155	0		155	177	528		705
Totale CDP [MW] (*)	**34.758**	**1.767 (1.401)**	**4.394**	**40.919**	**35.013**	**4.004 (528)**	**4.394**	**43.411**	**34.153**	**3.778 (1.504)**	**3.610**	**41.541**
Onere [Mln €] (**)	**1.147**	**132 (1.988)**	**19,2**	**1.298 (3.154)**	**1.155**	**300,3 (4.505)**	**19,4**	**1.475 (5.679)**	**1.127**	**215,4 (3.231)**	**116,9**	**1.459 (4.475)**
Tecnologia												
Termico				78%				78%				
Termico CCGT		72,8				66%				59,7%		
Termico turbogas		2,3				21,6%				8,3%		
Altro Termico		24,7				8,7%				0,9%		
Idrico serbatoio						1,1%				0,6%		
Solare		0,2				0,2%				0,8%		
Accumuli						**2,4%**				**29,7%**		
Rinnovabile non programmabile				3%				3%				
Altro rinnovabile				19%				19%				

(*) il valore tra parentesi indica la capacità nuova autorizzata
(**) il valore tra parentesi indica l'impegno economico complessivo su orizzonte di quindici anni. Il totale per ciascun anno non include il contributo per capacità nuova già dovuto per gli esiti degli anni precedenti

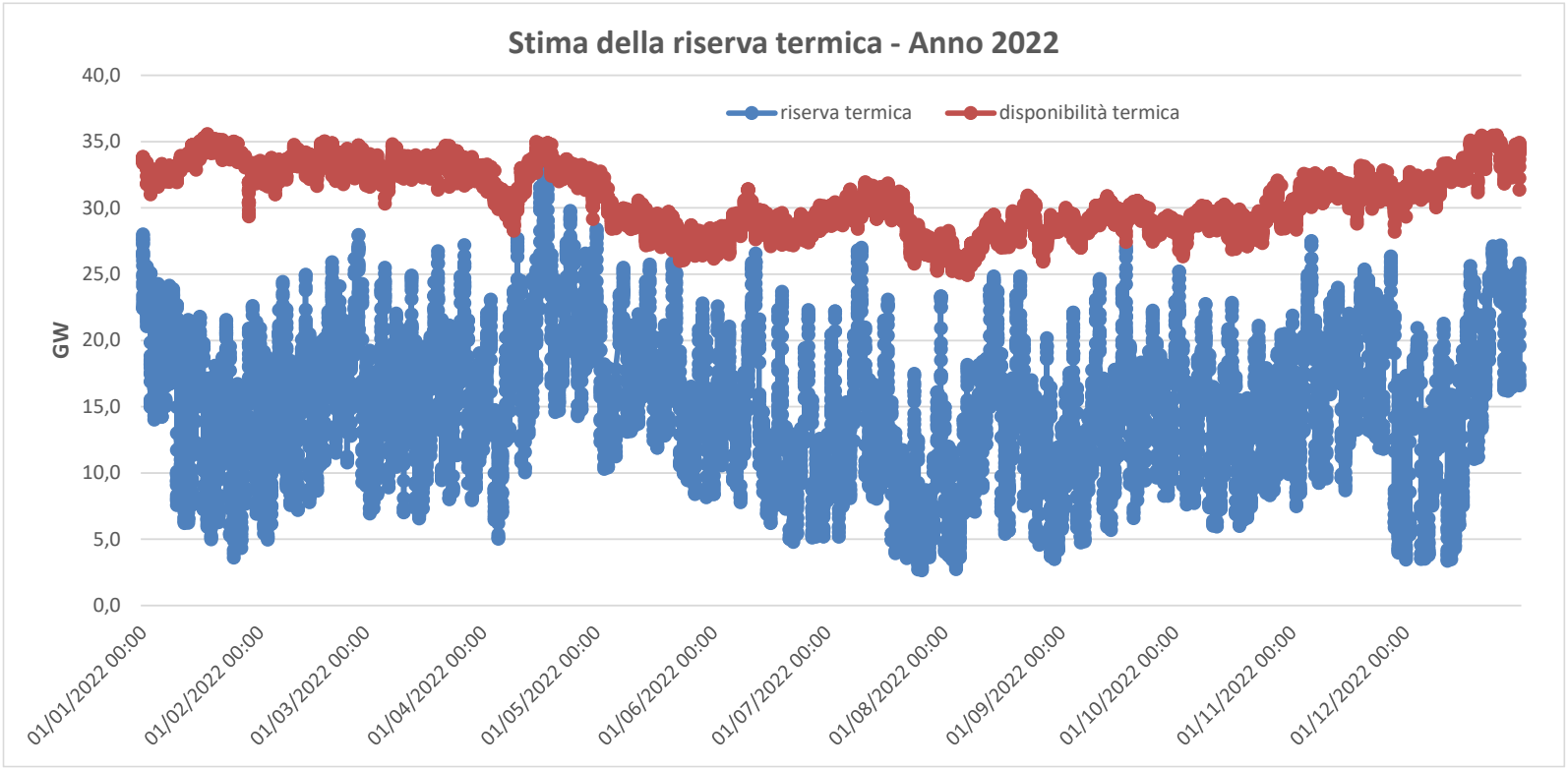
22-24 March 2023

KEY THE ENERGY TRANSITION EXPO

FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

Il futuro del Capacity Market



Fonte: elaborazioni FZ su dati Terna e ENTSOE

22-24 March 2023

KEY THE ENERGY TRANSITION EXPO

FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

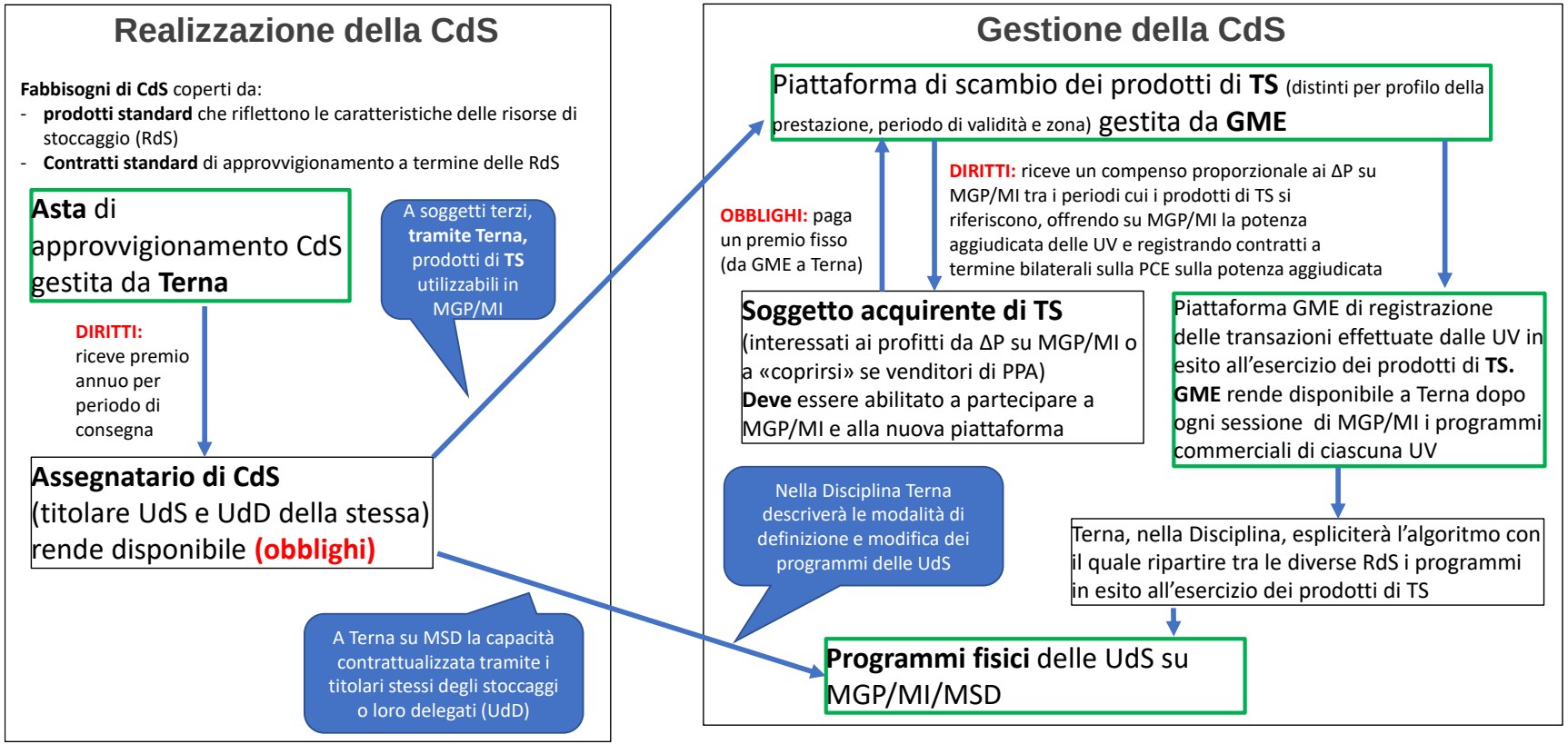
……e se il «revenue stacking» non funziona…..

- **Dlgs 199/2021** dell'8/11/2021 di attuazione Direttiva 2018/2001 RED II (art. 6):
  - ✓ art5. Nella definizione dei meccanismi di incentivazione del presente articolo si applicano, inoltre, i seguenti criteri specifici:
    - ❑ a) **è promosso l'abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo**, in modo da consentire una maggiore programmabilità delle fonti, anche in coordinamento con i meccanismi di sviluppo della capacità di stoccaggio centralizzata
  - ✓ Art. 7, comma a), n.3 l'incentivo favorisce l'autoconsumo e l'**abbinamento** degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili con i **sistemi di accumulo**, in modo da consentire una maggior programmabilità delle fonti
  - ✓ Art.33 9. a) la tariffa incentivante è erogata dal GSE ed è volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e **l'utilizzo di SdA**
- **Dlgs 210/2021** dell'8/11/2021 di attuazione Direttiva 2019/944 RED II (**art. 18**)
  - ✓ Terna, in coordinamento con i DSO, sottopone all'approvazione del MITE, sentita l'ARERA, una proposta di **progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio**, articolato per le zone rilevanti della rete di trasmissione
  - ✓ In relazione allo sviluppo della capacità di stoccaggio è definito un **sistema di approvvigionamento a lungo termine basato su aste concorrenziali**, trasparenti, non discriminatorie, svolte da Terna e orientate a minimizzare gli oneri per i clienti finali

FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

Schema di principio dell'«art. 18» (dco 393/2022)



FOCUS Utility Scale storage in sviluppo

		Tecnologia	Progetti con ACCUMULO [N]	Progetti con ACCUMULO Potenza impianto FER [MW]	Progetti con ACCUMULO Potenza impianto ACCUMULO [MW]
Progetti in sviluppo	VIA	BESS+PV	12	425	666
		BESS+AGRIPV	32	1.302	701
		BESS+WIND ONSHORE	12	691	266
		HYDRO PUMPING	7		1.390
	AU	BESS STAND ALONE	32		2.634
Progetti autorizzati		BESS STAND ALONE	11		562
		Total BESS			4.830
		Total HYDRO PUMPING			1.390

VIA: Valutazione Impatto Ambientale AU: Autorizzazione Unica

Progetti in ASTA	Progetti [N]	Storage Assegnati [MW]	Remunerazione [€/MW/anno]	Durata Remunerazione/ Ore di servizio annue [anni / h_anno]
Capacity Market 2019	n.d	96	75.000	15 / 8.760
Fast Reserve 2020	23	250	29.502*	5 / 1.000
Capacity Market 2021	30	1.121	70.000	15 / 8.760
TOTALE		1.467		

* Media ponderata

Fonte: Elaborazione ANIE Rinnovabili a Gennaio 2023 su dati MITE_VIA/AU e su dati TERNA_ASTA

22-24 March 2023

Gli strumenti normativi e regolatori (1)

- Norme tecniche **CEI 016 e 021** di connessione alle reti di distribuzione MT e bt
- Delibera **574/2014**, «Disposizioni relative all'integrazione dei sda di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale»
- Delibera **109/2021** «Erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete» e s.m.i. (delibere **560/2021, 285/2022 e 472/2022**) **e Allegato A78** al CdR Terna «Algoritmi di misura per il calcolo dell'energia immessa negativa»
- **DTF GSE** per accumuli e configurazioni di energia condivisa
- **Allegato A79 al CdR Terna** «Impianti con sistemi di accumulo elettrochimico – Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT»

3.95
Sistema di accumulo

Insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete di distribuzione o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete stessa (immissione e/o prelievo), anche se determinata da disconnessioni/riconnessioni volontarie di parte o tutto l'impianto. Sulla base di quanto sopra detto, qualsiasi sistema di accumulo, anche se connesso sul lato dc di un impianto di produzione, è da ritenersi sempre un generatore.
Non rientrano tra i sistemi di accumulo, i soli sistemi che svolgono esclusivamente la funzione di:

1) assicurare la continuità dell'alimentazione,
2) migliorare la qualità della tensione (buchi di tensione, flicker, armoniche, dissimmetria, variazioni rapide) quali gli UPS(7) e i compensatori statici senza sistema di accumulo.

In caso di sistema di accumulo elettrochimico, i principali componenti sono le batterie, i sistemi di conversione mono o bidirezionale dell'energia, gli organi di protezione, manovra, interruzione e sezionamento in corrente continua e alternata e i sistemi di controllo delle batterie (Battery Management System, BMS) e dei convertitori. Tali componenti possono essere dedicati unicamente al sistema di accumulo o svolgere altre funzioni all'interno dell'impianto di Utente.

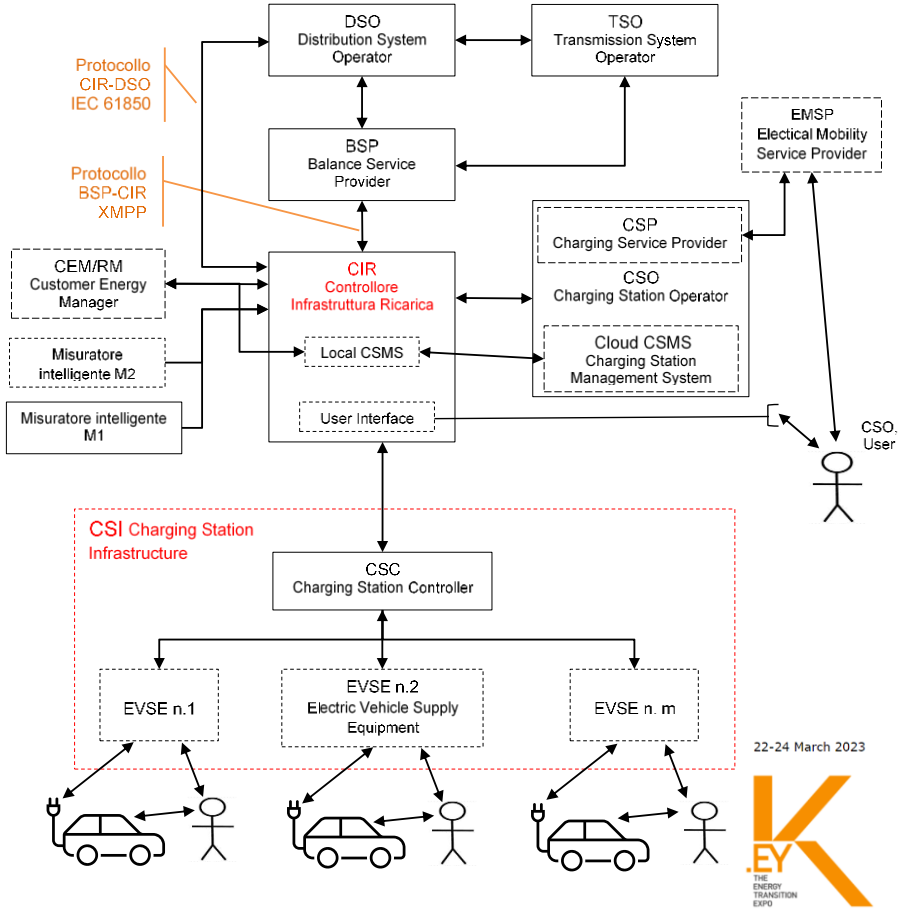
(7) L'inserimento di un UPS in serie al carico può provocare anche una modifica del fattore di potenza del carico sotteso

Gli strumenti normativi e regolatori (2)

- Attività normative in corso:
  - ✓ Prosecuzione attività normativa su V2G;
  - ✓ Semplificazione della certificazione dei SdA (prossima inchiesta pubblica)
- Delibera 98/2023, «Approvazione delle proposte di modifica al Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della rete di Terna S.p.A. inerenti al raggruppamento delle sezioni per la definizione delle unità di produzione, alla partecipazione al MSD e ai requisiti tecnici per l'erogazione dei servizi di frequenza», 14 marzo 2023
- Delibera 99/2023, «Verifica delle proposte di aggiornamento del capitolo 1, sezione 1C, degli allegati A17 e A68 e delle proposte del nuovo Allegato A79 al Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della rete di Terna S.p.A.», 14 marzo 2023
- DCO 685/2022, consultazione articolato TIDE

La mobilità elettrica

- Nell'Allegato X alla norma CEI 021 (variante pubblicata a dicembre 2022)sono definite le modalità di comunicazione tra il CIR e BSP, DSO e il/i misuratore/i intelligente/i di seconda generazione 2G, mentre nulla si definisce circa l'interfaccia tra CIR e Controllore dell'Impianto di Ricarica "Charging Station Controller" (CSC)
- Il CIR consente di:
  - ottimizzare la potenza destinata alla ricarica dei veicoli elettrici, in funzione dell'assorbimento degli altri carichi utilizzatori presenti nell'utenza, nonché di eventuale produzione in loco;
  - rendere disponibili risorse di modulazione affinché un soggetto aggregatore (BSP) possa offrire, in forma aggregata, flessibilità su MSD;
  - rendere disponibili risorse di modulazione per il DSO;
  - contribuire alla sicurezza del sistema elettrico fornendo i servizi di rete in condizioni di sotto-frequenza



FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

Per maggiori informazioni

- Pubblicato sul numero di luglio/agosto 2022 della rivista L'Energia Elettrica

SdA

elettrochimici

Il quadro attuale e prospettico dei sistemi di accumulo in Italia

Fabio Zanellini *Falck Next Solutions, Anie Energia* • **Barbara Rossi** *Saet SpA*

L'articolo riassume la situazione attuale e previsionale dei sistemi di accumulo elettrochimico in Italia e delinea il ruolo di Saet - Falck Next Solutions nello sviluppo di soluzioni di accumulo diffuso a supporto della transizione energetica

22-24 March 2023

KEY THE ENERGY TRANSITION EXPO

FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

CONFINDUSTRIA

Grazie per l'attenzione

fabio.zanellini@renantis.com

22-24 March 2023

THE ENERGY TRANSITION EXPO