



MACSE: Il mercato a termine dei sistemi di stoccaggio elettrico

Convegno

29 febbraio 2024
ore 11.00

Fiera di Rimini
Sala Ravezzi, Hall Sud





FEDERAZIONE NAZIONALE
IMPRESE ELETTROTECNICHE
ED ELETTRONICHE



CONFINDUSTRIA

Storage e mercato elettrico: situazione attuale e prospettive

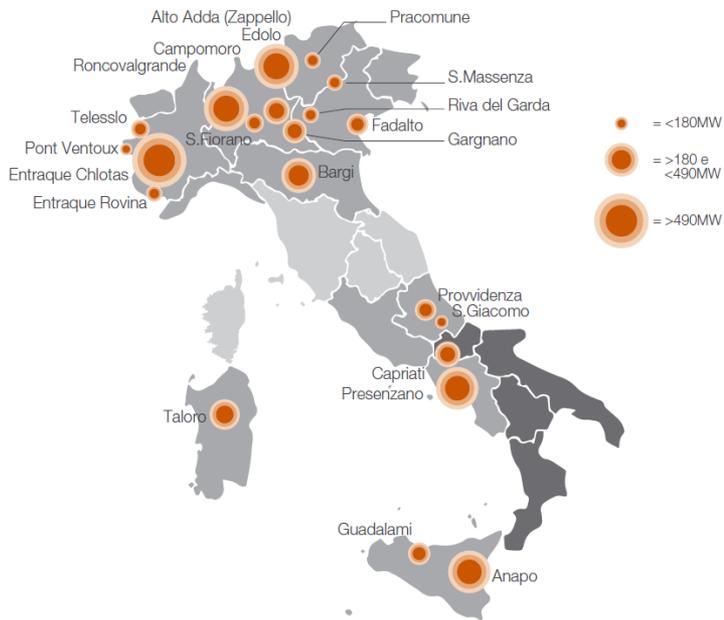
Fabio Zanellini

Presidente Commissione Tecnica GdL Accumuli

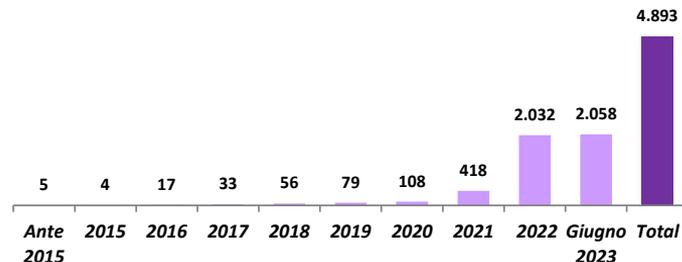
ANIE Federazione

Sistemi di accumulo oggi in Italia

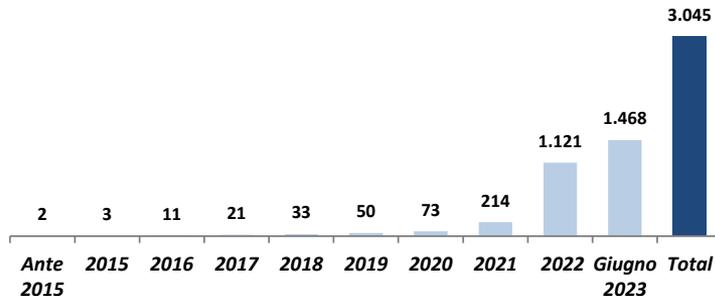
- **22 impianti** per circa **7,6 GW**, con una capacità di stoccaggio di **53 GWh** (84% riferita ai **6 impianti maggiori**)
- La dislocazione prevalentemente al Nord e la scarsa differenza nei prezzi spot **ne limitano l'utilizzo** (circa 260 ÷ 300 h equivalenti)



Capacità SdA connessi al 2023 [MWh]



Potenza SdA connessi al 2023 [MW]



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

- 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)
- Fabbisogno di accumulo complessivo al 2030 nello scenario FF55, addizionale rispetto ai pompaggi esistenti, pari a **95 GWh**:
 - ✓ 16 GWh da comunità energetiche e piccoli impianti distribuiti
 - ✓ 8 GWh già assegnati di contratti pluriennali nelle aste del Capacity Market
 - ✓ 71 GWh da impianti di grande taglia che dovranno essere realizzati attraverso il MACSE

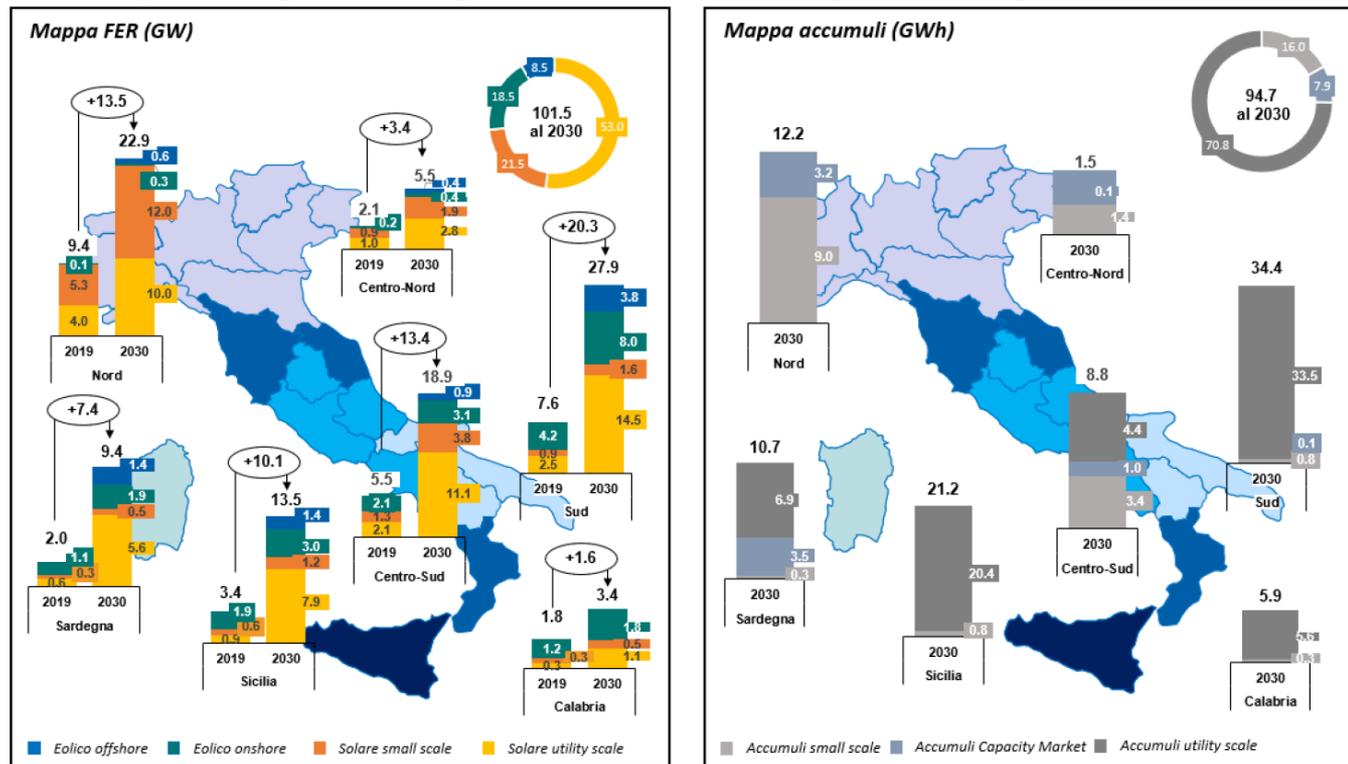
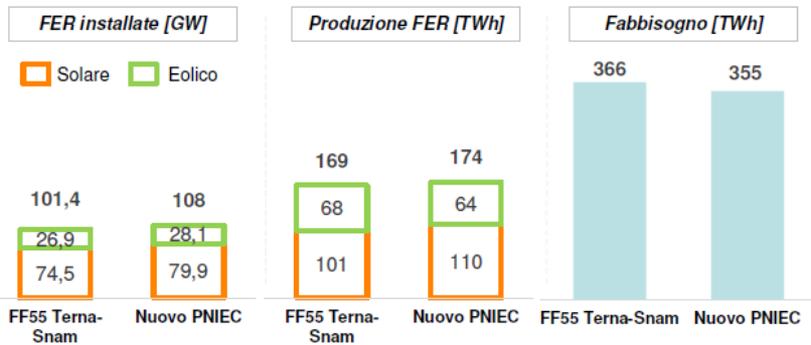


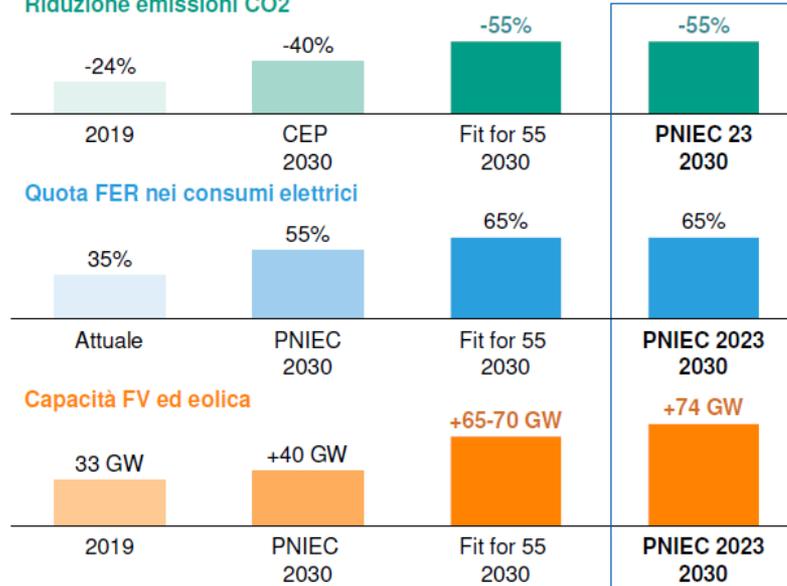
Figura 18 – Dettaglio evoluzione capacità FER (GW) e capacità totale accumuli (GWh) al 2030 nello scenario FF55³⁴

Nuovo PNIEC al 2030

Come previsto da Regolamento UE, a **luglio 2023** il Governo ha pubblicato il **nuovo PNIEC (PNIEC v2023)** basato sui nuovi target comunitari, entro 12 mesi dovrà essere consegnata la versione definitiva del PNIEC, tenendo in considerazione i commenti della CE



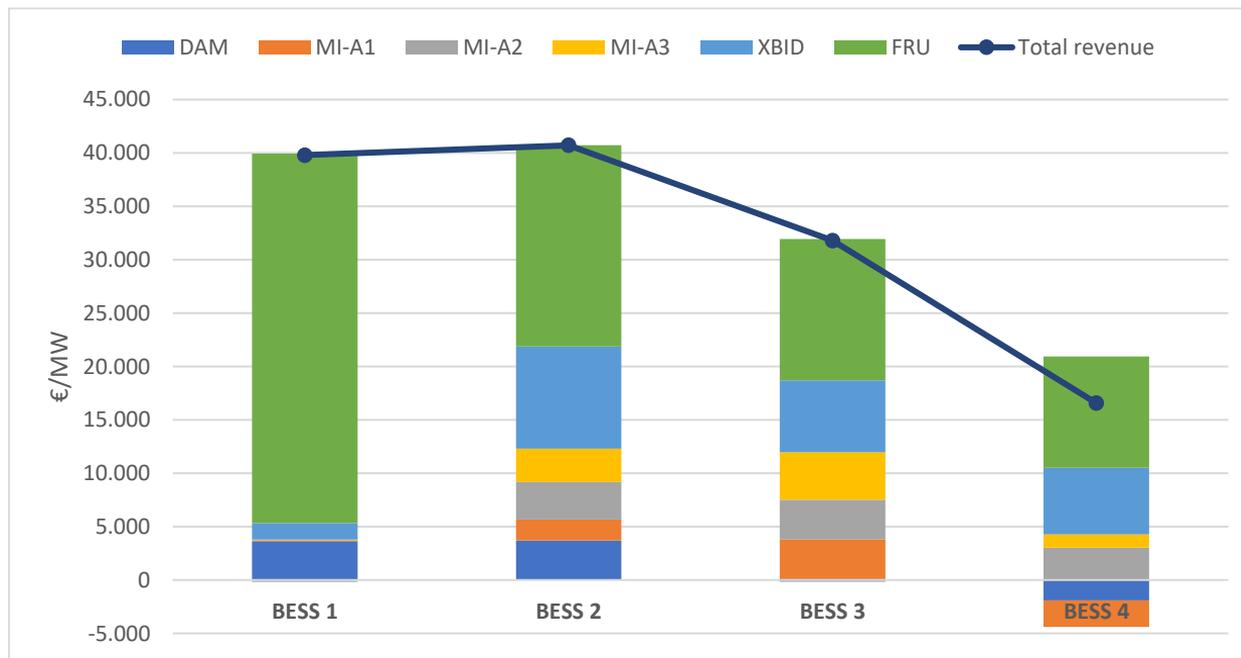
Riduzione emissioni CO2



- › La capacità installata 2030 delle FER del PNIEC 2023 è in linea con quella del DDS'22 di Terna
- › Rispetto al DDS, il PNIEC considera un minore sviluppo di eolico offshore, compensato da uno sviluppo maggiore di eolico onshore e di solare fotovoltaico
- › I fattori abilitanti della transizione energetica individuati nel Pds 2023 (reti, accumuli e FER) ripresi direttamente nel nuovo PNIEC

I SdA elettrochimici a mercato oggi e in prospettiva

- Stima delle revenue a mercato (MGP/DAM, MI, XBID e revenue da FRU) per 4 BESS FRU per il periodo **maggio – dicembre 2023** (diverse caratteristiche tecniche, zone di mercato, BRP, non operative su MSD)
- Alcune prospettive di mercato, anche derivanti dal TIDE:
 - ✓ Remunerazione servizi esistenti (FCR, regolazione di tensione), apertura alle piattaforme di bilanciamento europeo (TERRE, MARI, PICASSO), estensione di alcuni servizi ai BESS (interrompibilità), definizione e remunerazione di nuovi servizi
 - ✓ Mercati locali della flessibilità (in coordinamento con MSD)
 - ✓ Capacity market
 - ✓ MACSE



Fonte: Elaborazione FZ su dati GME e Terna

Il Capacity Market: esiti aste 2022, 2023 e 2024

Zona	2022				2023				2024			
	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%		
Accumul						2,4%				29,7%		
Rinnovabile non programmabile				3%				3%				
Altro rinnovabile				19%				19%				

(*) il valore tra parentesi indica la capacità nuova autorizzata

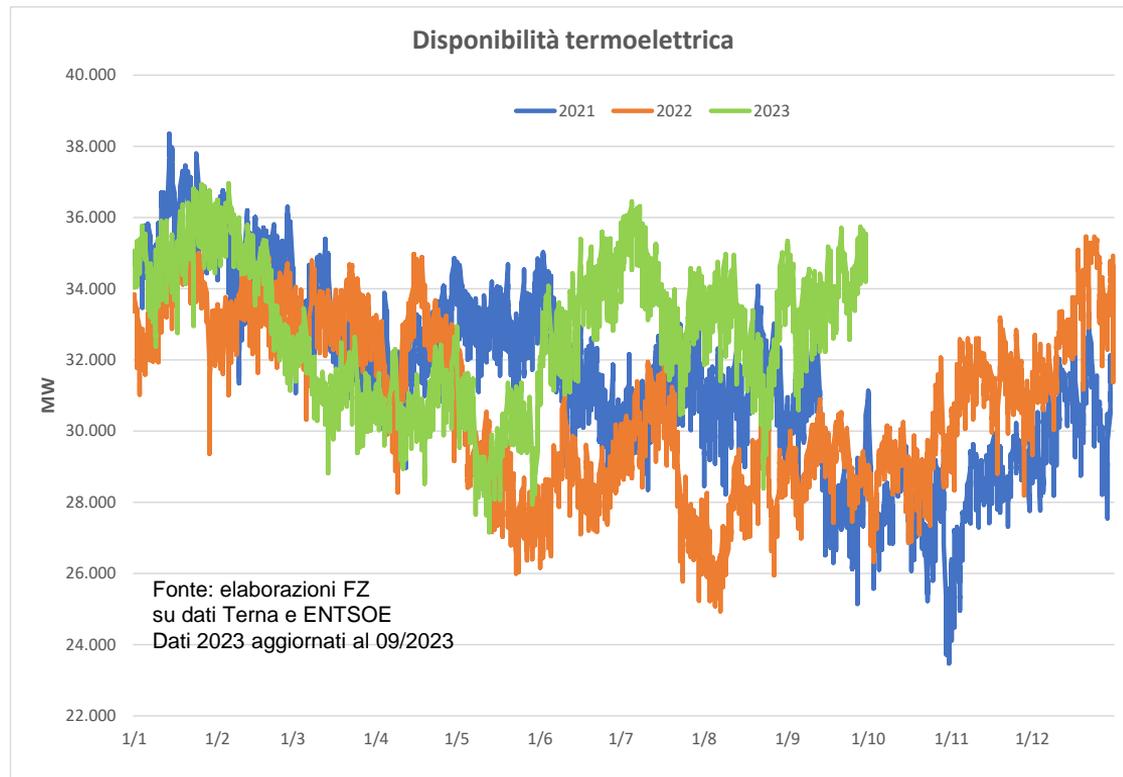
(**) il valore tra parentesi indica l'impegno economico complessivo su orizzonte di quindici anni. Il totale per ciascun anno non include il contributo per capacità nuova già dovuto per gli esiti degli anni precedenti

Disponibilità termoelettrica pre e post Capacity

2021: potenza termica monitorata **43,3 GW** (potenza netta efficiente pari a 60,6 GW di cui 55,2 GW di produzione pura) e massima disponibile effettiva **38,3 GW** (14/01 ore 20)

2022: potenza termica monitorata **45,6 GW** (potenza netta efficiente pari a 60,4 GW di cui 54,8 GW di produzione pura) e massima disponibile effettiva **35,6 GW** (18/01 ore 23)

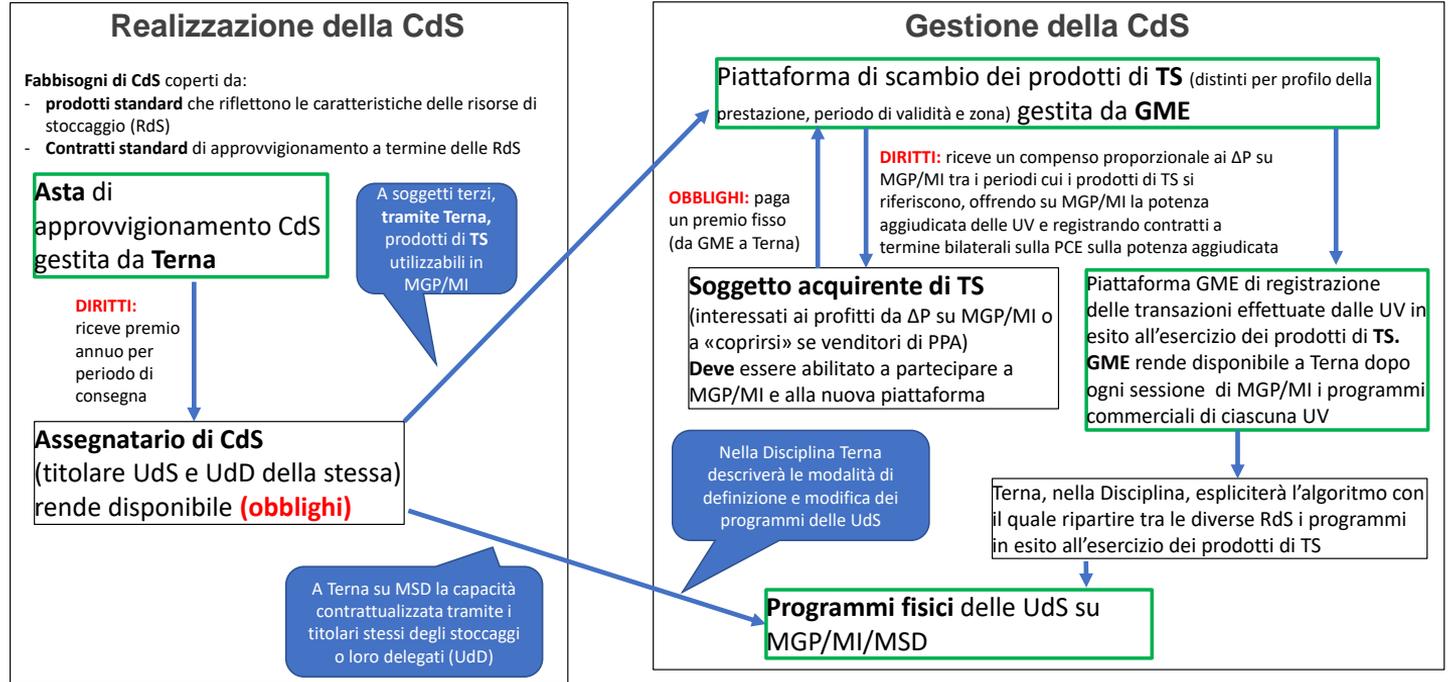
2023: potenza termica monitorata **45,2 GW** e massima disponibile effettiva **36,9 GW** (05/02 ore 23)



Schema di principio del MACSE

Germany - Plans to hold auctions for long-term power-storage systems.

(Bloomberg) - Germany plans to hold auctions for long-term power-storage systems, ensuring sufficient energy when wind and solar supplies aren't available, according to an Economy Ministry report dated Feb. 20. Auctions will accept bids for energy storage powered by hydrogen as well as other battery technologies. Timing is unclear as the government is still working on its strategy for new gas-fired power stations. To aid the switch to hydrogen from natural gas, the government plans to subsidize hydrogen-fueled generation for as many as 800 hours/year. Funding to bridge the gas/hydrogen price gap will end by 2040 at latest.



Un accumulo (quasi) gratuito: il V1G

- 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). I compiti del CIR sono:

- la raccolta dei dati relativi alla misura della potenza prelevata dall'infrastruttura di ricarica (detta anche "Charging Station Infrastructure" o CSI e intesa come insieme di una o più stazioni di ricarica EV, anche bidirezionali, collegate alla rete), alla potenza scambiata con la rete al punto di consegna e, opzionalmente, alla potenza prelevata ed immessa da eventuali generatori e/o accumuli presenti in impianto;
- lo scambio dei dati con il soggetto esterno abilitato (nel seguito indicato come RO "Remote Operator") per la fornitura/richiesta di servizi ancillari. Il RO è il soggetto abilitato alla comunicazione con l'Utente che ha installato il CIR nel proprio impianto (ad esempio Aggregatore, Distributore, ecc.);
- la regolazione dinamica e parametrizzabile della potenza scambiata con la rete, prelevata dalla Stazione di Ricarica EV in modo 3 e in modo 4 (definito come da serie CEI EN 61851);
- la fornitura dei servizi di rete per la sicurezza del sistema elettrico (risposta in sottofrequenza) basata sulla disponibilità di una misurazione locale della frequenza di rete

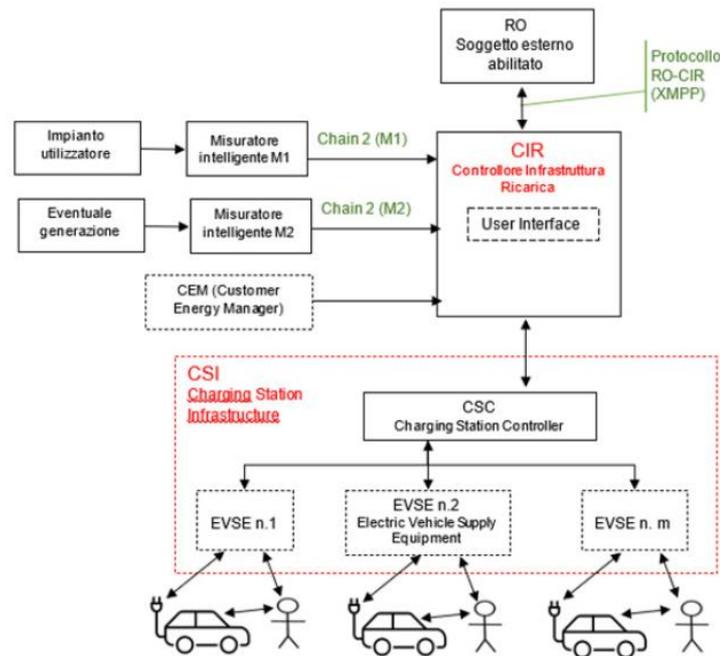
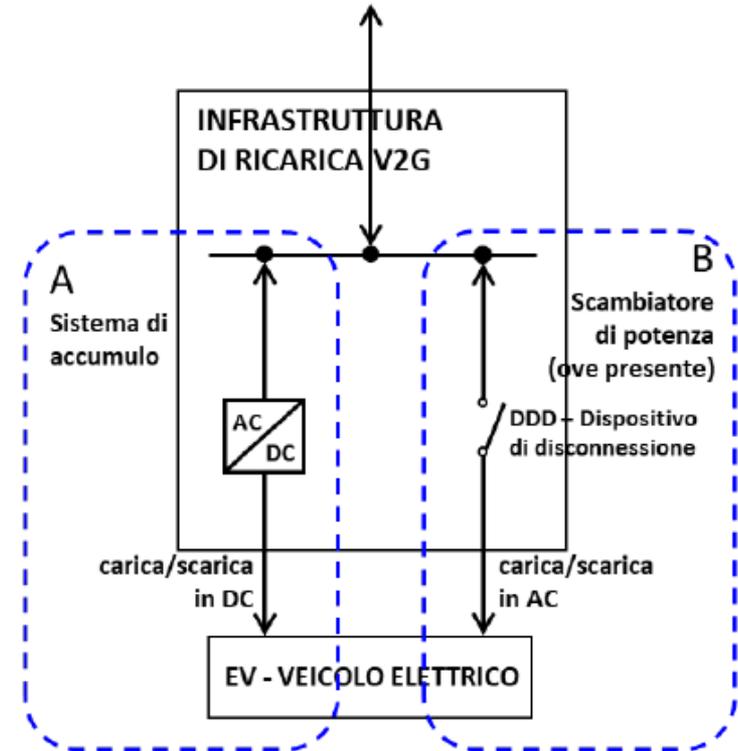


Figura X1– Architettura di riferimento per le interfacce di comunicazione del CIR

Un accumulo (quasi) gratuito: il V2G

- Infrastrutture di ricarica di veicoli elettrici che prevedono una interazione tra veicolo e sistema elettrico per lo scambio di potenza in assorbimento e immissione in rete (denominato modalità “V2G”).
- Con riferimento allo schema a fianco, che rappresenta una infrastruttura di ricarica V2G con uscite sia in DC che AC:
 - ❑ la sezione A è considerata un sistema di accumulo e pertanto deve garantire i medesimi requisiti funzionali
 - ❑ la sezione B (ove presente) è considerata come un semplice “scambiatore di potenza” e pertanto non deve garantire tutti i requisiti funzionali di un sistema di accumulo
- Nel caso V2G, il concetto di sistema di accumulo si riferisce solo al convertitore (bidirezionale) inserito nella infrastruttura di ricarica in quanto il relativo sottosistema di accumulo è installato nel veicolo elettrico e quest’ultimo non è preso in considerazione ai fini della presente norma
- Nel caso sia presente la sezione scambiatore di potenza di una infrastruttura di ricarica in modalità V2G, devono essere forniti i soli servizi in sovrافrequenza e sottofrequenza (Paragrafo 8.5.3.4 e 8.5.3.4.1).
- Naturalmente, nel caso delle infrastrutture di ricarica in modalità V2G, i servizi di rete possono essere forniti solo quando connesse ad un veicolo elettrico.





FEDERAZIONE NAZIONALE
IMPRESE ELETTROTECNICHE
ED ELETTRONICHE



Grazie per l'attenzione

fabio.zanellini@neoen.com