

L'accumulo elettrochimico di energia

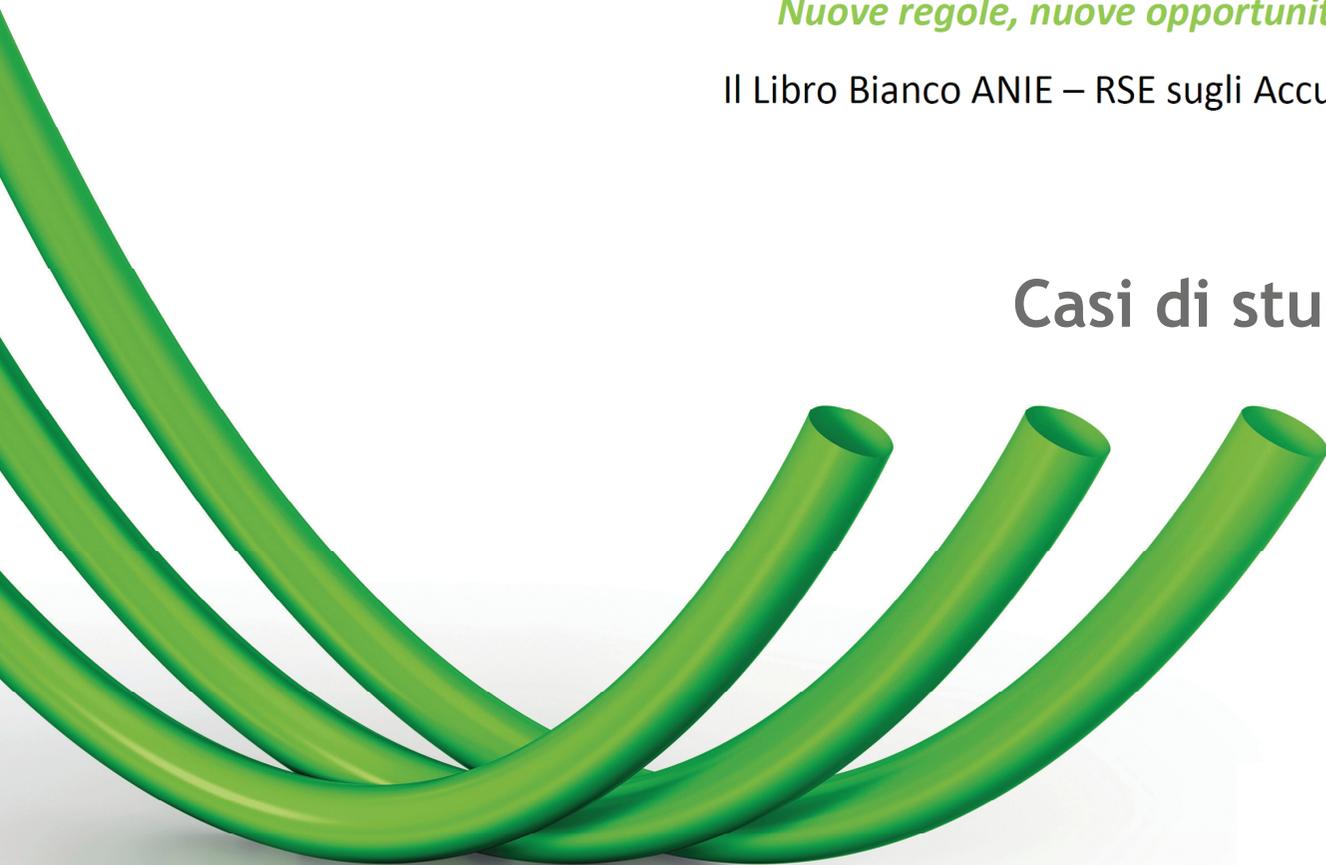
Nuove regole, nuove opportunità

Il Libro Bianco ANIE – RSE sugli Accumuli

11 Febbraio 2021

Casi di studio del Libro Bianco 3.0

Luigi Mazzocchi



La Decarbonizzazione e l'accumulo di energia elettrica

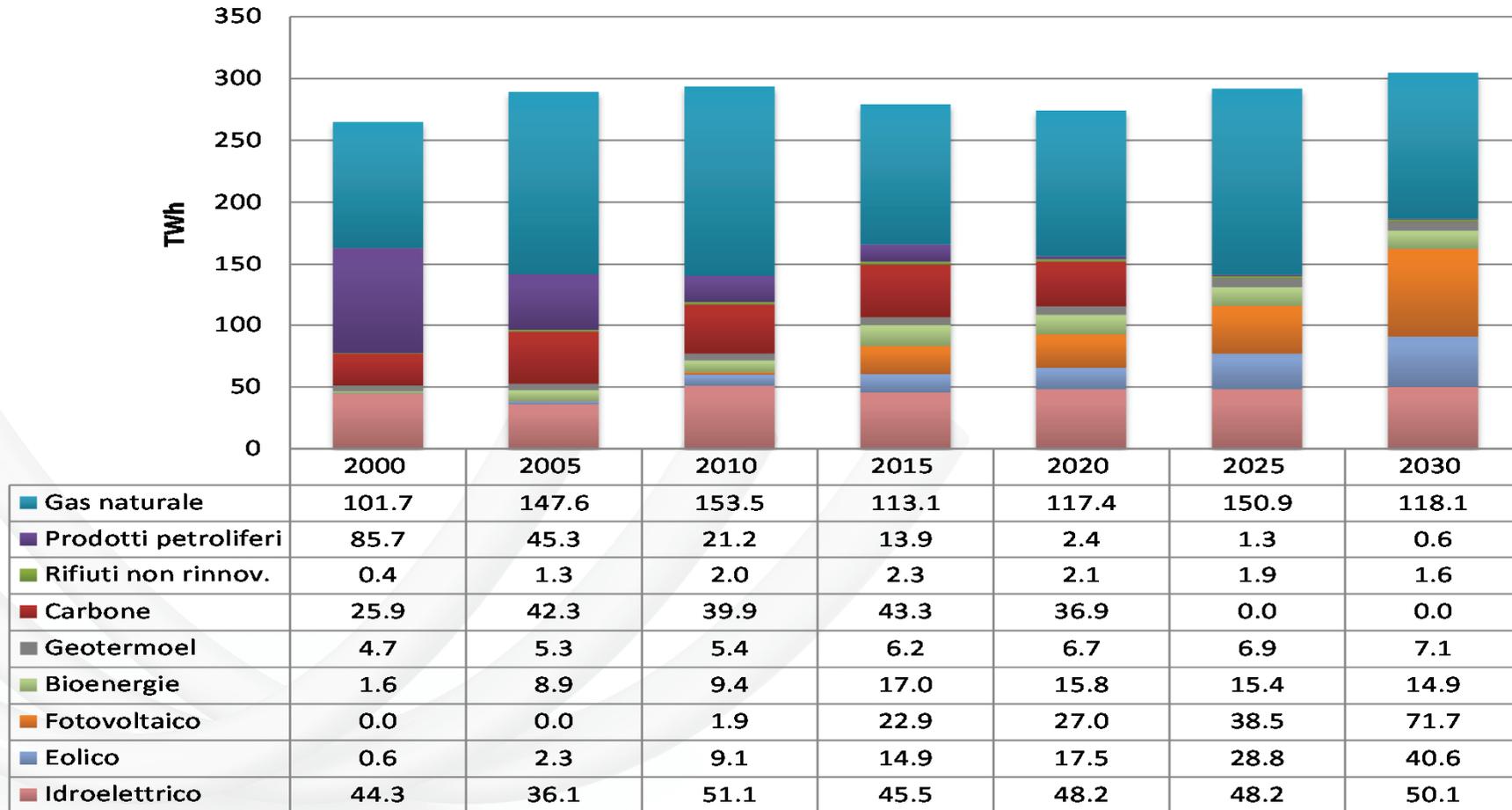


Gli ambiziosi piani di decarbonizzazione dell'economia portano ad un forte aumento della produzione elettrica da fonti rinnovabili intermittenti (sole e vento)

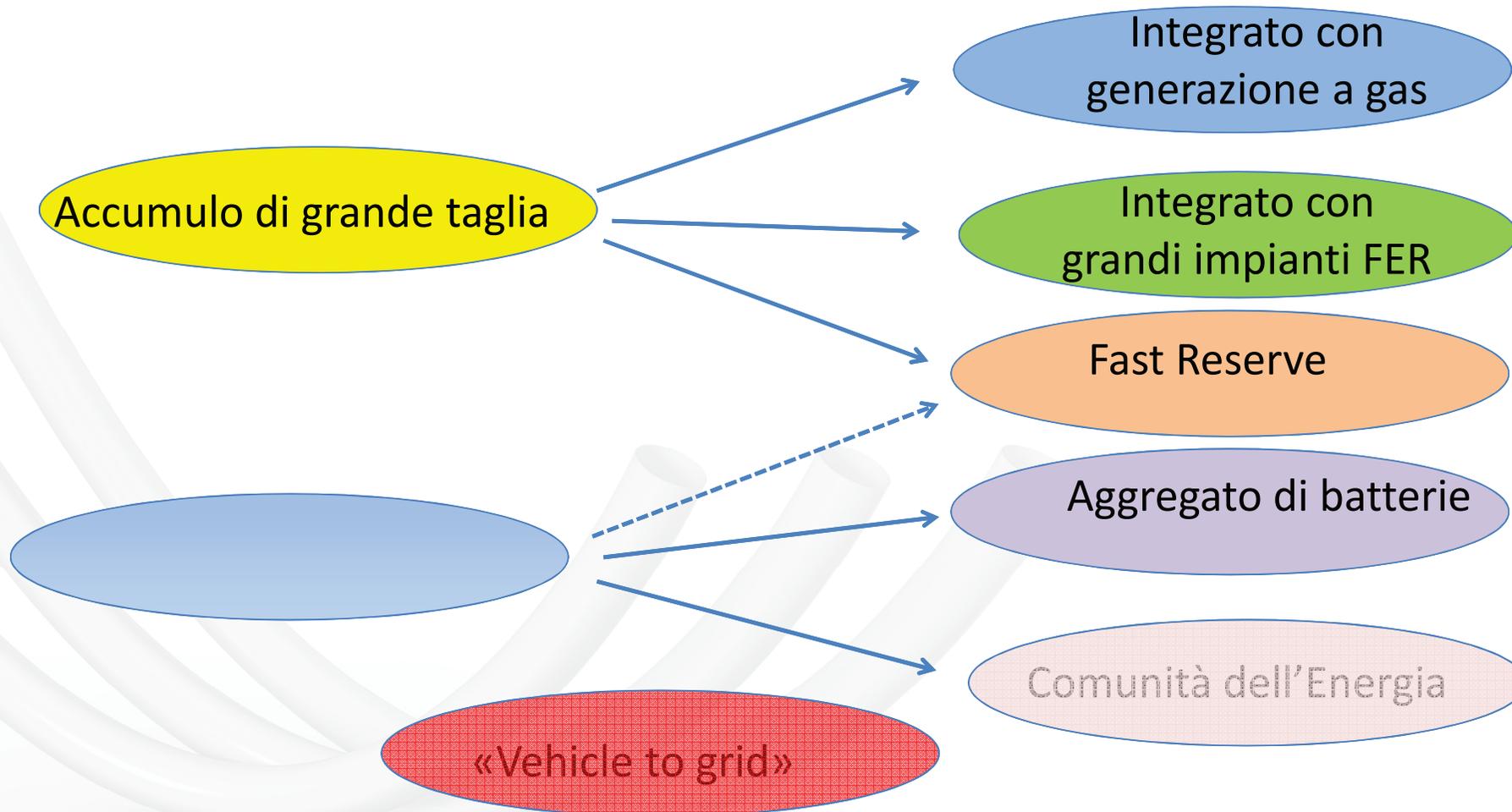
- ❖ Meno capacità termoelettrica → meno risorse per riserva e bilanciamento
- ❖ Più produzione da FER
 - più incertezze di previsione della produzione → più necessità di riserva
 - più capacità non programmabile → più frequenti eccessi di produzione
- ❖ Servono nuovi strumenti di flessibilità: l'accumulo elettrochimico è uno di questi.
- ❖ Il PNIEC (gennaio 2020) prevede al 2030 10 GW di nuovi sistemi di accumulo:
 - 6 GW di grande taglia, batterie + pompaggi
 - 4 GW di batterie distribuite

Il sistema elettrico: evoluzione al 2030

Generazione elettrica



Contenuti del Libro Bianco 3.0



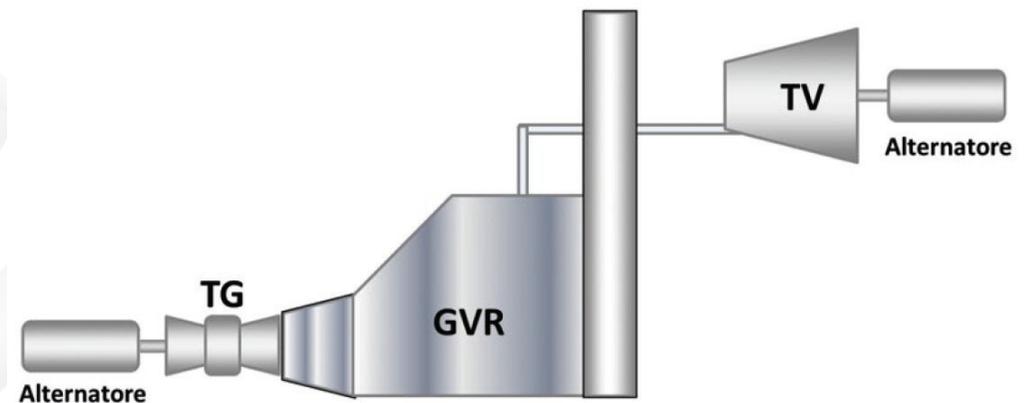
Sistema di accumulo per un ciclo combinato a gas (1/2)

Obiettivi:

- Massimizzare la produttività dell'impianto (riserva primaria mediante lo storage)
- Aumentare l'offerta di servizi ancillari (banda di riserva secondaria più ampia)

Caso di studio:

- Ciclo combinato da 400 MWe, «1+1», non di ultima generazione, ammodernato (gradiente di carico max 35 MW/min, minimo tecnico 60 %)
- Valutazioni basate su esiti di MGP, MSD, MB, anno 2018



Sistema di accumulo per un ciclo combinato a gas (2/2)

Soluzione:

SdA con batterie al litio, 6 MW, 6 MWh. È dimensionato sulla banda di primaria, dà un contributo alla secondaria. Un dimensionamento che massimizza la secondaria risulta antieconomico.

Risultati:

Δ produzione annua 6 MW x 1350 ore = 8.1 GWh

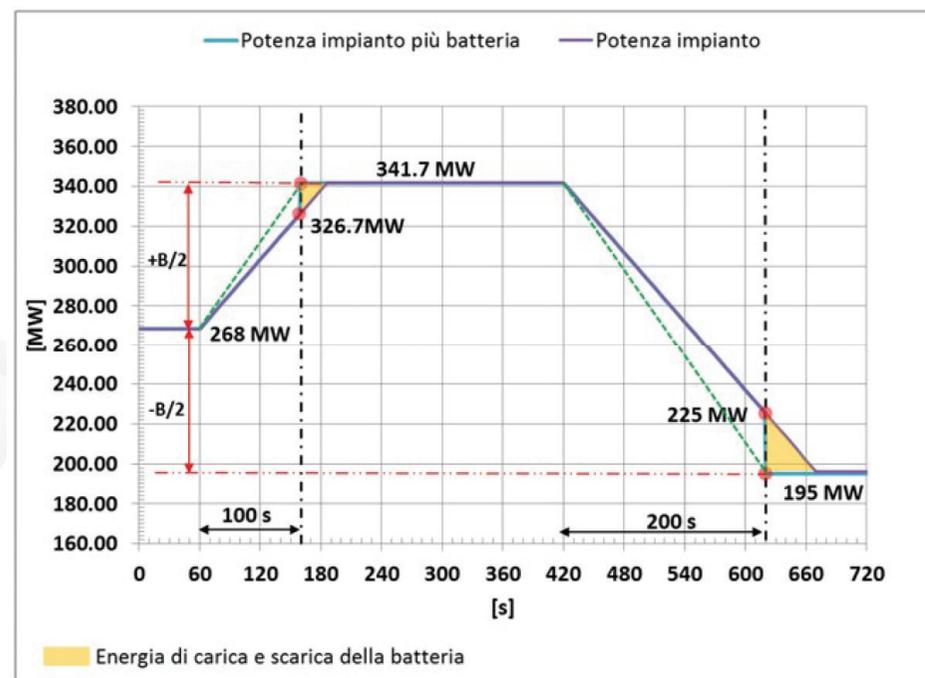
Δ banda massima di secondaria + 5 %, sfruttabile per 450 ore/anno

Investimento 3.6 M€

Tempo di ritorno 14 anni

Barriere:

- Prezzo dei SdA
- Semplificazione regolatoria (è un «revamping» che soddisfa ancora il Codice di Rete)



Sistema di accumulo per impianti FER (1/3)

Obiettivi:

- Partecipare in modo efficace ai mercati dell'energia (MGP, MSD)
- Minimizzare gli sbilanciamenti (dovuti a errori di previsione) e gli oneri conseguenti

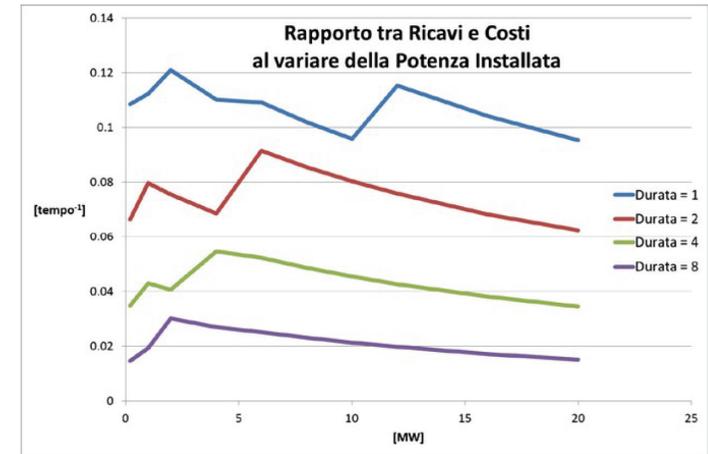
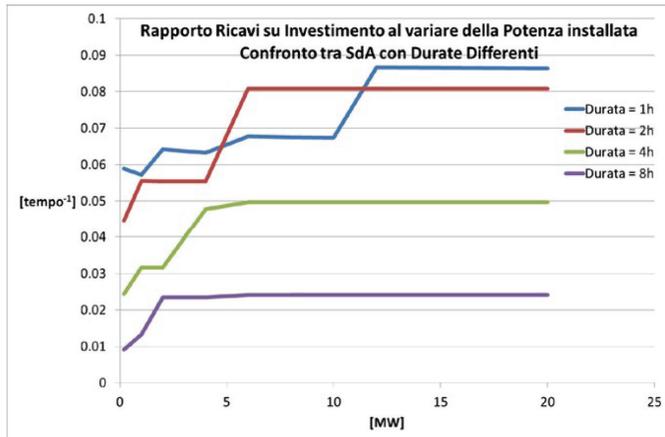
Casi di studio:

- Impianti FER di taglia medio-grande, zone di mercato NORD, CNOR, SUD
- Abbinamento a impianto FV da 30 MWp
- Abbinamento a impianto eolico da 30 MW (non per zona NORD)
- Valutazioni basate su esiti di MGP, MSD, MB, anno 2018



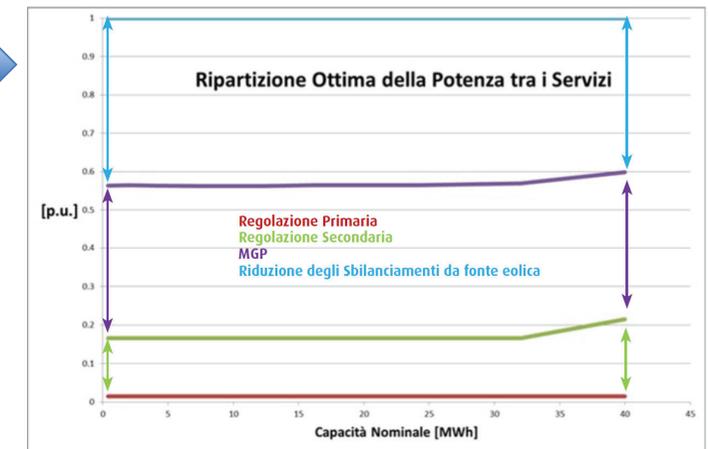
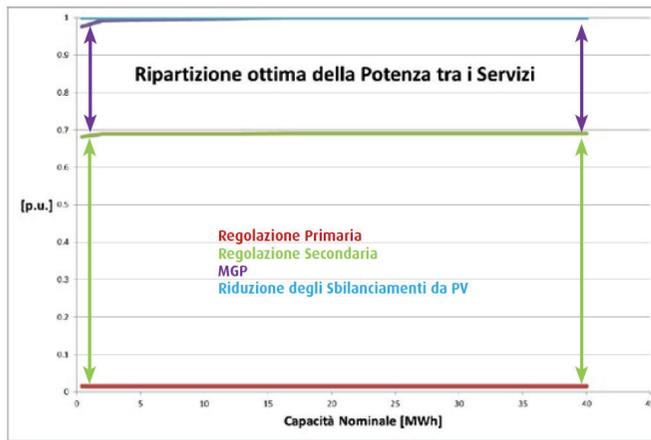
Sistema di accumulo per impianti FER (3/3)

Alcuni risultati



Impianto FV, 30 MW, NORD

Impianto EOLICO, 30 MW, CNORD



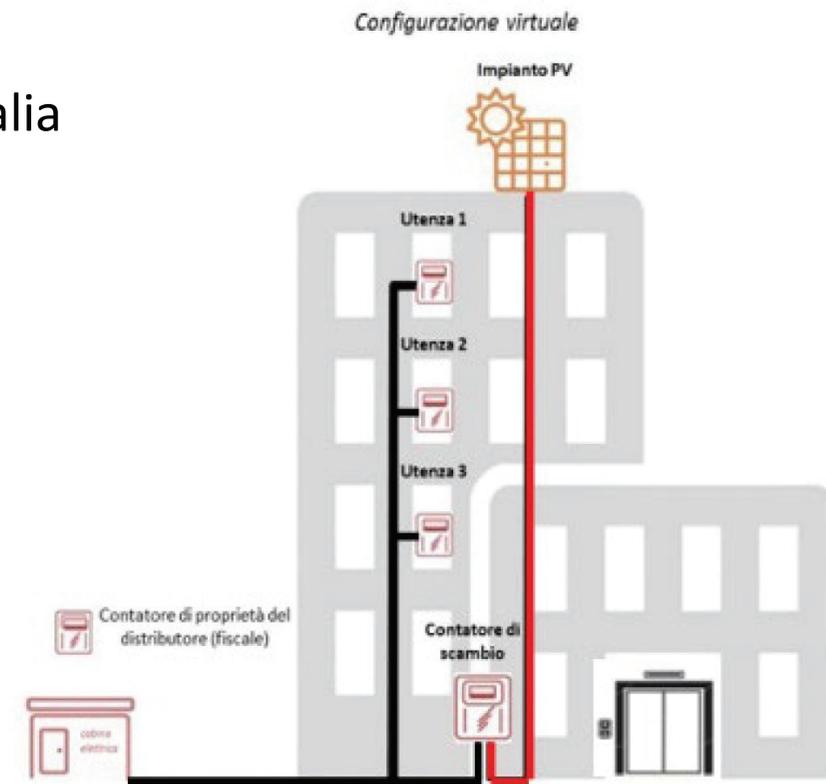
Autoconsumo collettivo e Sistemi di Accumulo (1/3)

Obiettivi:

- Massimizzare l'autoconsumo istantaneo della Comunità
- Offrire servizi al Sistema Elettrico

Caso di studio:

- Condominio di piccole dimensioni (8 alloggi), Centro Italia
- Consumo annuo utenze comuni 11 000 kWh
- Consumo annuo per alloggio 2200 kWh
- Fotovoltaico «nuovo» da 20 kWp su copertura
- SdA di capacità 0 ÷ 60 kWh
- Configurazione di autoconsumo virtuale, trattamento come da Legge 8/2020 + Del. 318/2020 + DM 16/9/2020
- Analisi senza/con detrazione 50%; senza/con Ecobonus



Autoconsumo collettivo e Sistemi di Accumulo (2/3)



Risultati:

Il fotovoltaico con detrazione 50 % ha un buon Pay Back Time (circa 10 anni)

L'aggiunta del SdA peggiora leggermente il PBT (da 10 a 11 anni)

Quello di taglia minima (15 kWh) è il più conveniente

Aumenta i benefici, ma in misura minore dell'aumento dei costi

	No SdA	15 kWh	30 kWh	45 kWh	60 kWh
Grandezze economiche [€/anno]					
Risparmio autoconsumo ⁽¹⁾	300	599	905	1151	1260
Incentivo (MISE) ⁽²⁾	635	679	793	903	957
Restituzione oneri (ARERA) ⁽³⁾	58	62	73	83	89
Vendita energia a prezzo di mercato ⁽⁴⁾	1187	1095	986	882	859
Totale Risparmio [€/anno]	2180	2435	2757	3019	3165

Barriere: prezzo dei SdA (la detrazione fiscale è essenziale sia per il FV che per l'SdA)

Autoconsumo collettivo e Sistemi di Accumulo (3/3)

L'EFFETTO DELL'ECOBONUS



Detrazione fiscale del 110 % per interventi di efficienza su edifici, FV + eventuale SdA sono interventi «trainati»

NB: Ecobonus e autoconsumo collettivo sono cumulabili (escluso incentivo esplicito).

Conseguenze:

- FV + SdA a costo \approx zero per l'utente
- L'utente consegue comunque buona parte dei benefici dell'autoconsumo:
 - **Risparmio sulle spese condominiali** (autoconsumo fisico) e **risparmio d'utenza** (autoconsumo virtuale)
 - Rimborso di una quota per **perdite di rete evitate**
 - **Vendita dell'energia virtualmente immessa in rete** a prezzo di mercato

Essendo la spesa per l'SdA totalmente detraibile, l'installazione risulta certamente vantaggiosa.

Aggregazione di Sistemi di Accumulo di piccola taglia (1/2)

Obiettivi:

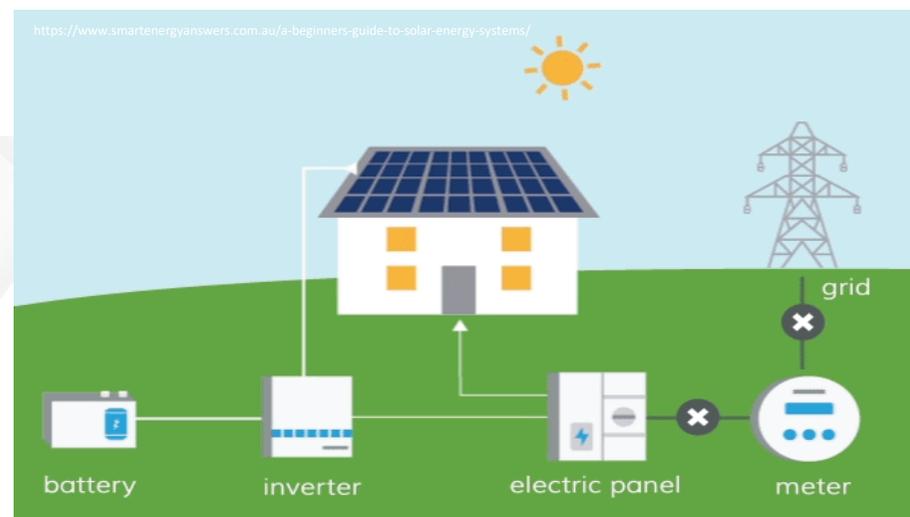
- Coinvolgere gli utenti finali nel fornire servizi al Sistema Elettrico, generando ricavi che a loro volta favoriscono l'autoconsumo
- Rendere disponibile al SE una risorsa già oggi significativa (quasi 200 MW) e che diventerà molto abbondante (stima al 2030: 4000 MW)

Caso di studio:

1245 SdA per utenze residenziali (pot. contrattuale 3 ÷ 6 kW), ognuno accoppiato a un impianto fotovoltaico.

Potenza totale aggregato = 3 MW

Energia totale aggregato = 9 MWh



Aggregazione di Sistemi di Accumulo di piccola taglia (2/2)

Soluzione: Aggregato di utenti, operante secondo le regole della Del. 300/2017

Risultati:

L'energia usata per i servizi dipende dal numero di ore (T_{ver}) di autoconsumo che si vogliono garantire.

Ipotesi «ogni offerta accettata corrisponde ad un servizio effettuato» → **ricavo annuo 300 ÷ 500 k€**

Ipotesi più realistica: «tasso di successo» 20 %

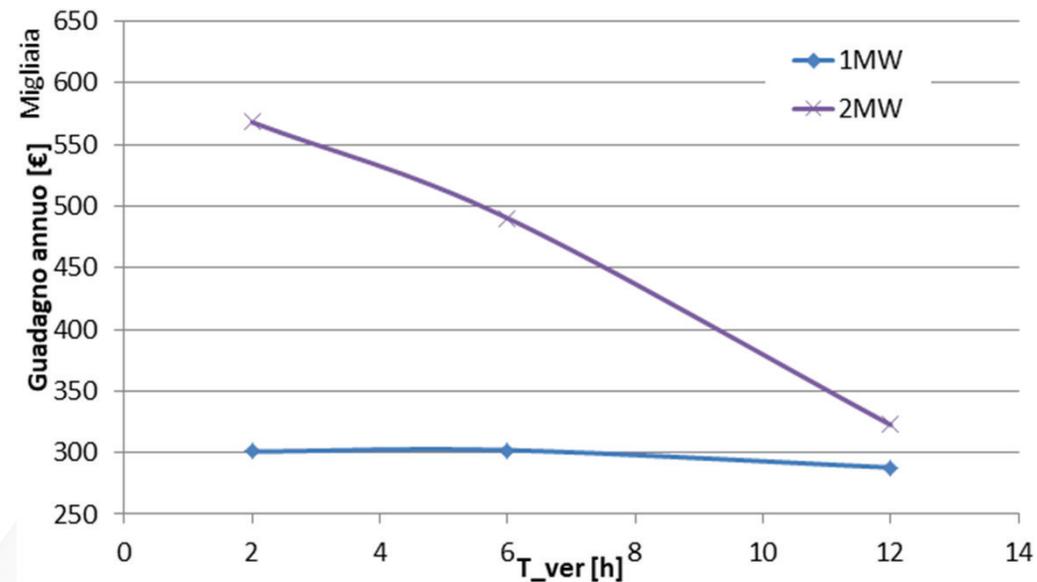
→ **60 ÷ 100 k€/anno**

Stima costo di attivazione \approx 300 €/POD

→ PBT 3 ÷ 4 anni.

Barriere:

- Scarso coinvolgimento delle «UVAM» nei servizi di rete
- Trattamento dell'energia prelevata da rete, ancora non allineato ai grandi accumuli
- Scarsa «interoperabilità» fra apparecchiature (es. inverter e sistemi di gestione aggregato).
Manca una norma tecnica sui requisiti minimi di comunicazione fra sistemi di gestione e apparecchiature lato utente



Uso di veicoli elettrici per servizi alla rete («V2G»)(1/2)

Obiettivi:

- Rendere disponibile al SE una risorsa di flessibilità già oggi significativa (circa 30 000 BEV, potenzialmente 300 MWe, oltre 1000 MWh) e che diventerà molto abbondante (stima al 2030: 4 Milioni di BEV, potenzialmente 40 GW, 200 GWh)
- Generare ricavi per i proprietari di veicoli elettrici, favorendone l'affermazione

Casi di studio:

- Veicoli di privati (potenza ricarica 2 kW)
- Veicoli aziendali (potenza ricarica 12 kW)
- Ricarica mono- (V1G) o bi-direzionale (V2G)
- Diverse ipotesi di trattamento degli oneri sull'energia prelevata da rete

	Ricarica domestica	Ricarica aziendale
V1G	a	c
V2G	b	d



Uso di veicoli elettrici per servizi alla rete («V2G»)(2/2)



Soluzione:

Partecipazione al Mercato del Bilanciamento

Garanzia di un certo Stato di Carica al termine della ricarica

Ricorso a MGP, ove necessario per completare la ricarica

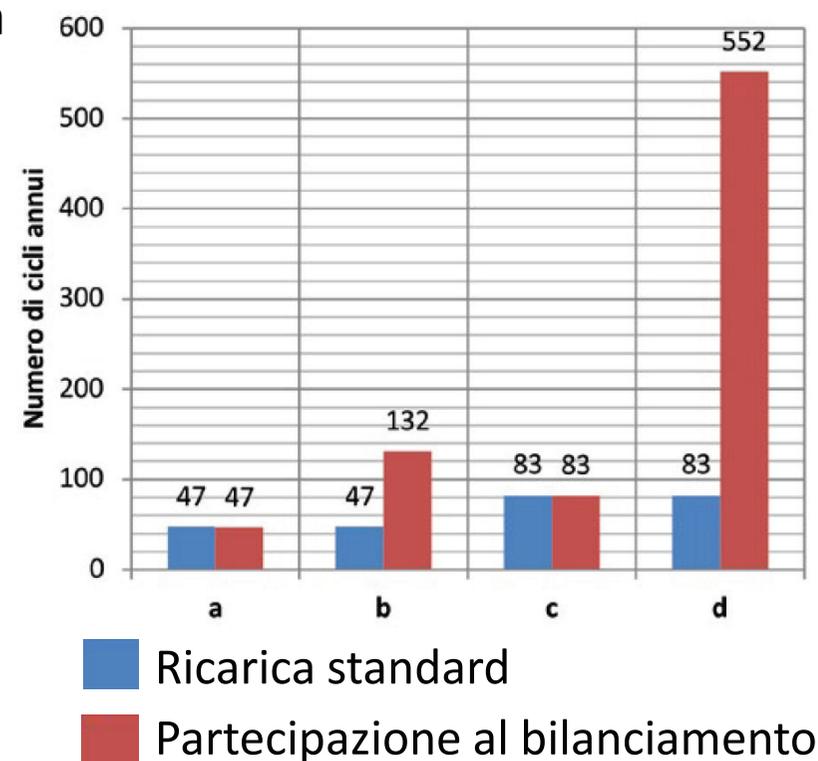
Risultati:

Ricavo, rapportato al costo annuo della ricarica, dal 15 % (caso a) al 147 % (caso d)

A differenza del V1G, il V2G sottopone le batterie a un ciclaggio più intenso rispetto alla normale ricarica → invecchiamento da valutare (ma 552 cicli anno è un valore teorico, le effettive «chiamate» saranno meno)

Barriere: sostanzialmente come per gli aggregati di batterie stazionarie, con alcune maggiori facilitazioni

Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A.



La regolazione «ultra rapida» di frequenza (1/3)

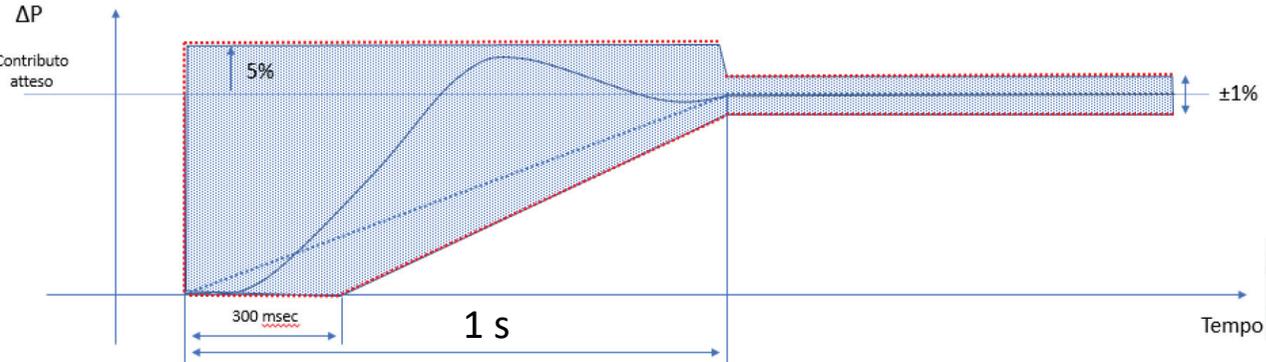


Obiettivo:

TERNA ha introdotto a scopo sperimentale l'uso una risorsa di flessibilità con risposta più rapida della regolazione primaria, al fine di contenere le escursioni di frequenza (meno unità termoelettriche in servizio, soprattutto a vapore → meno inerzia rotante, meno capacità regolante di brevissimo termine)

Precisione della misura di frequenza	Tempo di attivazione (<i>Full Activation Time - FAT</i>)	Tempo di avviamento dall'istante di ricevimento del segnale	Tempo di mantenimento	Fase di conclusione del servizio (de-rampa)	Potenza qualificata minima	Potenza qualificata massima
migliore dello 0,02% del valore nominale	≤ 1 s	≤ 300 ms	≥ 30 s	5 min	5 MW	25 MW

La regolazione «ultra rapida» di frequenza (2/3)



La regolazione «ultra rapida» di frequenza (3/3)



Soluzione:

Utilizzo di batterie al litio con E/P basso (0.5 ore)

Considerando che la disponibilità a svolgere il servizio è richiesta per 1000 ore, partecipazione anche a MGP/MSD/MB

Risultati:

Facendo riferimento al «price cap» indicato da TERNA (80 000 €/MW/anno) e includendo i ricavi da altri servizi, il tempo di ritorno risulta di 4 ÷ 5 anni

A conferma di ciò, il prezzo medio dell'asta del 10 dicembre 2020 è risultato di circa 30 000 €/MW/anno



Grazie per l'attenzione

luigi.mazzocchi@rse-web.it