

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

**SISTEMI DI ACCUMULO E FONTI RINNOVABILI:
STATO DELL'ARTE, POTENZIALITÀ E
PROSPETTIVE.
ANALISI DI FATTIBILITÀ SU ALCUNI CASI DI
STUDIO REALI**

RELATORE: PROF. ARTURO LORENZONI

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORRELATORE: DOTT. ING. ANDREA SCALA

AGSM Verona S.p.A.

LAUREANDO: MARCO ZECCHINATO

ANNO ACCADEMICO 2013-2014

Ai miei genitori

Sommario

1	Introduzione	7
2	Utilità dei sistemi di stoccaggio.....	11
2.1	Le funzionalità del sistema di stoccaggio.....	11
2.1.1	Time-shift	12
2.1.2	Integrazione impianti FRNP	14
2.1.3	Differimento (riduzione) investimenti di rete.....	16
2.1.4	Sicurezza del sistema elettrico.....	17
2.1.5	Servizi di rete.....	17
2.1.6	Power Quality.....	19
3	Soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo.....	21
3.1	Sistemi di accumulo elettrochimico	22
3.1.1	Batterie con elettrolita acquoso	23
3.1.2	Batterie ad alta temperatura	29
3.1.3	Batterie a circolazione di elettrolita.....	32
3.1.4	Batterie al litio.....	35
3.1.5	Controllo e gestione di sistemi di accumulo elettrochimico	37
3.2	Sistemi di accumulo meccanico	38
3.2.1	Pompaggio idroelettrico	38
3.2.2	CAES	40
3.2.3	Volani	44
3.3	Sistemi di accumulo elettrico	45
3.3.1	Supercondensatori.....	46
3.3.2	SMES	48
3.4	Campi di applicazione delle diverse tecnologie	50
4	Normativa in Italia e analisi scelte incentivanti estere	55
4.1	Contesto normativo nazionale.....	55
4.2	Modello incentivante tedesco	70
4.3	Modello incentivante statunitense (California)	72
5	Case Study	75
5.1	Analisi caso FV+ESS caso domestico	75
5.1.1	Scenario 1.....	90

5.1.2 Scenario 2	95
5.1.3 Scenario 3	97
5.1.4 Analisi “peso sociale” dell’accumulo nei tre scenari considerati	100
5.2 Analisi caso FV+ESS caso industriale	109
5.2.1 Azienda a ciclo continuo senza festivi (Produzione materie plastiche)	110
5.2.2 Azienda a cicli ripetitivi con pause festive (Acciaieria).....	113
5.2.3 Azienda a cicli di lavoro casuali con pause festive (Marmificio)	115
5.3 Analisi eolico.....	119
5.3.1 Time Shift Monterenzio.....	121
5.3.1 Oneri di sbilanciamento Monterenzio	125
Conclusioni	127
Ringraziamenti.....	129
Bibliografia.....	131

1 Introduzione

In questo documento non si cercherà di adempiere alla mancanza di chiarezza sull'argomento relativo agli accumuli, ma si darà almeno parola a quelle poche sicurezze e nozioni note, che caratterizzano la situazione confusa del sistema italiano e non solo, riguardo all'utilizzo di questi sistemi relazionati con il sistema elettrico così come lo conosciamo oggi.

La necessità di lavorare sui sistemi di accumulo è diretta conseguenza dell'elevata diffusione delle Fonti Energetiche Rinnovabili. In particolare le Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), spesso installate sulle reti di distribuzione situate in zone rurali, hanno richiesto un cambio radicale nella gestione dei sistemi di controllo, regolazione e protezione.

È la rivoluzione della smart grid: strutture e procedure operative fortemente innovative che, oltre a mantenere un elevato livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema, sono anche in grado di far fronte ai numerosi problemi di gestione delle FRNP, alle possibilità di controllo del carico da parte del sistema, alla promozione dell'efficienza energetica ed ad un maggior coinvolgimento degli utenti finali attivi o passivi che siano, in relazione al mercato elettrico.

Un elemento che sta assumendo una portanza sempre più marcata nel mondo delle smart grid, è rappresentato dai sistemi di accumulo che sembrano essere la soluzione a numerosi problemi legati all'imprevedibilità e all'incontrollabilità delle FRNP, vista anche l'enorme diffusione che queste hanno avuto in tutti i paesi europei negli ultimi anni come si può vedere dalle Figure 1 e 2 sotto riportate.

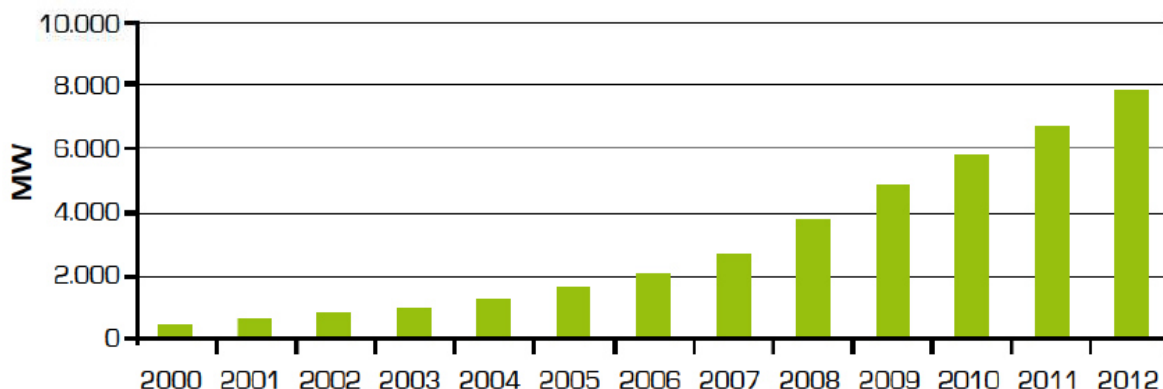


Figura 1 Evoluzione della potenza installata cumulata per impianti eolici dal 2000 al 2012 (Fonte: Elaborazione dati Terna, MiSE, Energy&Strategy)

Il percorso di diffusione marcata di queste fonti di energia rinnovabile è previsto anche per i prossimi anni a venire; il Governo italiano infatti prevede che , al 2020 le rinnovabili saranno la prima fonte di produzione di energia elettrica al pari del gas naturale (36-38%), a fronte del 28% registrato nel 2012, mentre nel breve periodo si prevede di raggiungere il livello cumulato di 23000 MW di FV e 9600 MW per l'eolico.

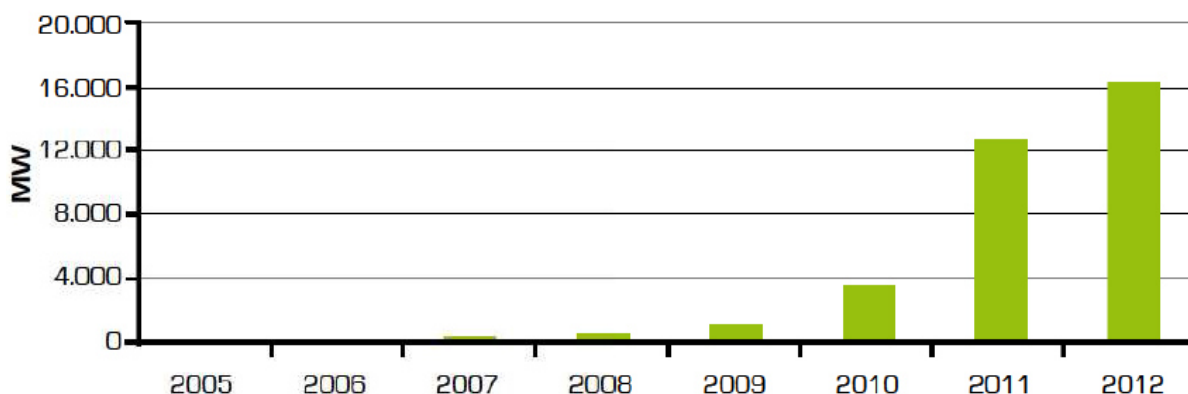


Figura 2 Evoluzione della potenza installata cumulata per impianti fotovoltaici dal 2000 al 2012 (Fonte: Elaborazione dati Terna, MiSE, Energy&Strategy)

Questa elevata diffusione di FRNP, causerà notevoli problemi di gestione del sistema, a partire dalla previsione della produzione passando per la gestione dei cicli nelle centrali di produzione convenzionali, fino ad arrivare ai problemi di controllo e protezione delle apparecchiature di cabina o addirittura di utente.

In particolare, la diffusione massiva di piccoli impianti in zone ben definite del sistema elettrico, che risultano debolmente interconnesse, nonché caratterizzate dalla presenza di un carico elettrico ridotto rispetto alla generazione, sta comportando alcune criticità.

Le problematiche che nascono sono di diverse entità, sia di tipo tecnico che economico che possono essere riassunte come:

- Influenza sull'approvvigionamento delle risorse nella fase di programmazione del Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD), sia nella fase di gestione in tempo reale del Mercato di Bilanciamento (MB);
- Influenza sulla sicurezza e sull'esercizio del sistema (funzionamento del Sistema di Protezione di Interfaccia e regolazione di tensione).

Queste problematiche nascono per particolarità intrinseche delle FRNP, in particolare in zone dove queste sono fortemente concentrate. Per le reti di distribuzione un indice di criticità è caratterizzato dall'inversione del flusso di energia che comporta rischi notevoli per il sistema elettrico. Enel calcola che, circa il 23% dei trasformatori AT/MT lavorano in inversione di flusso per l'1% delle ore totali dell'anno, in cui i flussi sono diretti dalla rete MT a quella AT mentre il 16% dei trasformatori lavora in questo stato per più del 5% delle ore annuali (limite significativo per il corretto funzionamento delle reti MT individuato nella Norma CEI 0-16).

In generale la diffusione di queste nuove fonti ha modificato anche i profili di assorbimento (in realtà i profili di assorbimento sono gli stessi ma, vengono "visti" in maniera totalmente diversa dagli impianti convenzionali) rendendo più difficile la stima degli andamenti giornalieri che fino a qualche anno fa erano di facile ricavo.

Oltre al problema legato alla difficoltà di integrare questa GD con la rete così come la conosciamo oggi, nasce anche un'altra questione legata all'approvvigionamento di risorse sul MSD e MB in quanto:

- I profili di produzione degli impianti alimentati da FRNP modificano significativamente l'andamento dei carichi orari zonali da soddisfare tramite impianti tradizionali;
- La mancanza di informazioni aggiornate circa la produzione oraria zonale degli impianti FRNP, non consente né di prevedere la quota da offrire sul MGP (Mercato del Giorno Prima) né di prevedere i fabbisogni zonali in fase di programmazione di MSD.

Questa difficoltà porta alla necessità di avere a disposizione una elevata potenza regolante di riserva sia a salire che scendere, cosa che in realtà viene ad essere estremamente ridotta per l'alta quota di energia fornita dalle FRNP.

La riserva primaria (compresa tra il $\pm 1.5\%$ ed il $\pm 10\%$ della potenza nominale per almeno 15 minuti) deve garantire il 50% della totale riserva entro 15 s e tutta la riserva entro 30 s. Queste tempistiche non sono sempre sufficienti a garantire che la variazione di frequenza sia gestita in modo ottimale all'interno di intervalli di tempo accettabili. Per questo motivo nei primi istanti, interviene l'inerzia cinetica dei generatori che convertono l'energia cinetica delle masse rotanti in elettrica, in modo da compensare lo squilibrio creatosi. In seguito un procedura automatizzata riporta tutti i valori all'interno dei range nominali ristabilendo i limiti di riserva precedenti al disturbo.

Con la diffusione delle FRNP, l'inerzia di cui si è appena parlato viene ad essere molto ridotta per cui si hanno, a parità di disturbo, variazioni di frequenza molto consistenti, soprattutto in zone di rete deboli.

Questo comporta una maggiore difficoltà nello sviluppo e gestione del sistema elettrico. In particolare si ha che:

- Senza interventi mirati la rete deve essere in grado di veicolare tutto il potenziale prodotto da rinnovabili, in qualsiasi momento, e allo stesso tempo deve poter soddisfare la domanda di energia nel caso di veloce diminuzione di produzione da FER;
- Il gestore deve acquistare dal MSD una capacità tale da poter gestire un margine di riserva così da garantire la sicurezza del sistema elettrico anche nel caso di importanti sbilanciamenti introdotti dalle FER.

Quanto detto, si traduce a livello complessivo nella necessità di ammodernare in tempi rapidi reti e gestione delle stesse con esborso di capitali "immensi"; tutto questo può essere se non evitato ma almeno differito con l'utilizzo dei sistemi di accumulo.

Nel corso dei vari capitoli di questo documento si cercherà di spiegare in maniera più completa quanto fin qui appena accennato, mostrando ulteriori problemi che si necessita di risolvere al più presto; si cercherà poi, soffermandosi dapprima sulla condizione normativa vigente, di analizzare dal punto di vista economico quello a cui può portare un investimento caratterizzato da un accumulo accoppiato con un impianto FER (fotovoltaico ed eolico) cercando di fornire indicazioni utili per future scelte di "incentivazione" in favore dello sviluppo di questa tecnologia.

2 Utilità dei sistemi di stoccaggio

L'obiettivo di questo capitolo è innanzitutto quello di analizzare il possibile impiego dei sistemi di stoccaggio, ossia di evidenziare le funzionalità che essi sono in grado di offrire quando applicati al sistema elettrico. In questa fase, ci si limiterà alla descrizione delle diverse funzionalità, prescindendo dalla loro "rilevanza" per i diversi "soggetti" del sistema elettrico. In seguito, questa descrizione, abbinata ad uno studio specifico delle diverse tipologie di sistemi di accumulo (riportato nel Capitolo successivo) permetterà di identificare il matching ottimale tra le funzionalità e le varie tecnologie così da comprendere quali sono quelle che si prestano meglio ad assicurare il servizio richiesto.

2.1 Le funzionalità del sistema di stoccaggio

I sistemi di accumulo possono fornire molteplici servizi e funzionalità necessari al corretto funzionamento del sistema elettrico (rete di trasmissione e di distribuzione) e degli impianti alimentati da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), siano essi grandi impianti di produzione, o piccoli impianti domestici di produzione e consumo (prosumer).

Le funzionalità che possono essere fornite dai sistemi di accumulo si dividono concettualmente in:

- Prestazioni in potenza: sono caratterizzate dallo scambio di elevate potenze per tempi brevi (qualche minuto, decine di minuti) e tempi di risposta molto rapidi (da frazioni di secondo a qualche decina di secondi);
- Prestazioni in energia: sono caratterizzate da uno scambio di potenza relativamente costante con autonomia di alcune ore.

Spesso, in molti servizi, di energia o di potenza, i sistemi di accumulo devono inoltre essere in grado di portarsi al valore corretto di potenza di carica/scarica, o di commutare tra carica e scarica in tempi molto rapidi. Ne consegue la necessità di selezionare e dimensionare la tipologia dei sistemi di accumulo a seconda del servizio o dei servizi verso cui si intende destinarli: i principali saranno descritti successivamente evidenziando quali possono essere i soggetti direttamente interessati.

In base all'esperienza nel settore e in base a confronti con documentazione specialistica si è arrivati ad una caratterizzazione dell'argomento come mostrato nella tabella riportata nel seguito.

Classe	Tipologia	Funzionalità
«in energia»	Time-shift	Arbitraggio prezzo energia (storage)
		Arbitraggio prezzo energia (storage+ FRNP)
		Aumento quota autoconsumo energie prodotta da FRNP
		Riduzione potenza impegnata
		Flessibilizzazione curva di carico («load following» o «peak shaving»)
	Integrazione impianti FRNP	Risoluzione congestioni di rete (riduzione MP-FRNP)
		Regolarità/prevedibilità profilo di immissione (sbilanciamento)
		Regolazione profilo di scambio interfaccia AT/MT
	-	Differimento (riduzione) investimenti di rete
	Sicurezza sistema elettrico	Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico
Integrazione con i sistemi di difesa		
«in potenza»	Servizi di rete	Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione
		Inerzia sintetica
		Regolazione Primaria (frequenza)
		Regolazione Secondaria e Terziaria (frequenza-potenza)
		Bilanciamento in tempo reale
		Regolazione tensione
	«Power quality»	Qualità della tensione (Backup in CS o in CP)
		Continuità del servizio (Backup in CS o in CP)

Tabella 1 Classificazione delle funzionalità assicurate dei sistemi di stoccaggio

Nel seguito del paragrafo ciascuna di queste funzionalità sarà descritta in maniera dettagliata dal punto di vista “tecnico”,. Questo porterà alla comprensione delle tecnologie di stoccaggio più adatte ad assicurare ciascuno dei servizi richiesti ed i soggetti del sistema elettrico potenzialmente interessati a sfruttarle.

2.1.1 Time-shift

I servizi di time-shift svolti dai sistemi di accumulo comportano uno spostamento di energia nel tempo, dal periodo in cui l’accumulo è in carica a quello in cui esso scarica l’energia precedentemente accumulata.

Un primo esempio di time-shift da applicarsi con più facilità in abbinamento ad un impianto FRNP, è l'arbitraggio del prezzo dell'energia elettrica; in questo caso si acquista energia elettrica per immagazzinarla in ore in cui il prezzo è più basso, per poi rivenderla o direttamente utilizzarla nelle ore in cui il prezzo è più elevato. Questa applicazione può essere svolta solamente dal sistema di accumulo o da un sistema di accumulo abbinato ad un impianto FRNP operando un time-shift di energia da ore caratterizzate da bassi costi marginali di produzione ad ore caratterizzate da costi più elevati, con un rapporto inferiore al rendimento del sistema di accumulo stesso.

L'impiego dei sistemi di accumulo anche da parte del prosumer, in questi ultimi anni acquista una crescente rilevanza: l'accumulo può infatti essere visto come efficace strumento, da integrare con l'impianto di generazione da FRNP, per migliorare la gestione dell'energia prodotta e di quella assorbita dal carico. Con questa finalità, un possibile schema di connessione del sistema di accumulo all'interno dell'impianto del prosumer, prevede di collegarlo sul lato in corrente continua del convertitore statico necessario per garantire l'accoppiamento del generatore alla rete.

Questa modalità di inserzione permette di conseguire un'elevata efficienza di immagazzinamento della produzione da fonte rinnovabile (senza dover transitare sul lato a.c. dell'inverter o attraverso il trasformatore), oltre che di sfruttare per l'accumulo lo stesso convertitore c.c/c.a e lo stesso trasformatore MT/BT del generatore, e potenzialmente di integrare l'accumulo all'interno dell'inverter. In questo modo, sarà possibile, coordinando generatore e accumulo, aumentare l'energia auto consumata dall'utente, accumulando l'energia prodotta in eccesso e utilizzandola nelle ore in cui la richiesta del carico supera l'eventuale produzione; il beneficio diventa maggiore nel caso di meccanismo feed-in tariff (ad esempio per gli impianti FV, il V Conto Energia), che prevede un premio all'energia auto consumata.

Questa modalità di utilizzo dei sistemi di accumulo all'interno dell'impianto utente (prosumer, o più in generale micro-grid) consente anche di ridurre la potenza impegnata contrattuale, gestendo i carichi in modo ottimizzato rispetto alla produzione da FRNP (in particolare fotovoltaico) ed alla disponibilità del sistema di accumulo, con l'obiettivo di minimizzare l'emissione/assorbimento di energia in/dalla rete.

Un ultimo esempio di time-shift è relativo alla flessibilizzazione della curva di carico. È, infatti possibile, attraverso un opportuno utilizzo dei sistemi di accumulo incrementare la

bassa domanda di energia elettrica nelle ore notturne, limitando la necessità di ridurre il carico degli impianti di generazione termoelettrici o addirittura la necessità di spegnerli, per poi riaccenderli poche ore dopo se necessario. Allo stesso modo nelle ore di alto carico, è possibile livellare i consumi e i relativi picchi (peak-shaving) immagazzinando energia nei periodi di ridotto consumo quando gli impianti di generazione sono costretti ad operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico) e rilasciandola nei periodi di fabbisogno maggiore evitando il ricorso (da parte di Terna) a impianti di punta di minore affidabilità e con elevati costi variabili. Tale tipo di servizio può essere d'aiuto per gestire più agevolmente le rampe di carico violente determinate dalla tipica curva di produzione del fotovoltaico, comportando anche una minore necessità di disporre di capacità di generazione di punta, consentendo quindi di ridurre o differire nel tempo eventuali investimenti.

Il peak-shaving, può essere effettuato non solo a livello di intero sistema elettrico, ma anche ad esempio nell'ambito di una micro-grid, consentendo un miglior dimensionamento e gestione dei generatori e dei carichi collegati.

2.1.2 Integrazione impianti FRNP

I sistemi di accumulo possono contribuire ad aumentare la capacità di accoglimento della rete per la produzione FER (Hosting Capacity, HC). In questo contesto, i sistemi di accumulo limitano l'insorgenza di congestioni lungo le linee della rete di distribuzione e di trasmissione dovute alle emissioni delle FRNP: ovvero, essi assorbono energia quando la produzione da FRNP supera la capacità di accettazione della rete, per poi rimetterla in rete quando i vincoli tecnici risultano meno stringenti (ore di alto carico).

Un esempio significativo è quello dell'eolico, spesso installato in aree remote, lontane da centri di carico e caratterizzato da una struttura di rete di trasmissione relativamente debole, che può dare origine all'impossibilità di evacuare la potenza generata nei momenti di picco della produzione per carenza di trasporto della rete (magari abbinata ad un carico ridotto). In tal caso, l'utilizzo di sistemi di accumulo potrebbe ridurre i problemi di congestione: l'accumulo di energia consente di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente, evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione delle fonti rinnovabili non programmabili, mediante accumulo dell'energia non evacuabile in sicurezza, che può essere successivamente rilasciata al venir meno di tale produzione.

In questo modo, i sistemi di accumulo contribuirebbero a ridurre (o differire) gli interventi strutturali necessari ad accettare la totalità delle richieste di connessione per impianti da FRNP, con benefici sulle tempistiche richieste per l'accesso alla rete. In quest'ottica, l'utilizzo di sistemi di accumulo è temporaneo e limitato nel tempo dagli interventi di sviluppo rete: una volta che le congestioni sono state eliminate, l'accumulo può essere spostato in un'altra porzione di rete critica; proprio per questo l'amovibilità dell'accumulo è quindi essenziale (come è infatti imposto a livello normativo).

L'efficacia di un sistema di accumulo risulta tanto maggiore quanto più questo riesce a minimizzare l'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili che viene ridotta per vincoli di rete al fine di mantenere il sistema in condizioni di sicurezza (mancata produzione eolica sulla rete AT per circa 480 GWh nel 2010 e mancata produzione fotovoltaica sulle reti MT 229 GWh nel 2011). In questo senso, i sistemi di accumulo diffuso a batterie si prestano a ricoprire un ruolo primario per l'integrazione alle fonti rinnovabili, soprattutto se si considera la relativa facilità di localizzazione e rapidità di installazione. La possibilità di installare impianti, in corrispondenza di stazioni o cabine primarie e secondarie esistenti o lungo linea sulle porzioni più critiche della rete, li rende essenziali per ridurre fenomeni di congestione attuali o che si prevede possano presentarsi già nel breve termine, in attesa di rinforzi strutturali di rete che hanno un maggiore impatto ambientale e che richiedono tempi di autorizzazione e realizzazione molto maggiori.

Un'ulteriore applicazione dei sistemi di accumulo che potrebbe significativamente favorire l'integrazione delle FRNP consiste nel rendere prevedibile il profilo di immissione, compensando le fluttuazioni della potenza generata, causate dall'intermittenza della fonte, in modo da ottenere un profilo di immissione complessivo più regolare e prevedibile. Un profilo di questo tipo consente di ridurre la modulazione degli impianti dispacciabili che, in assenza degli accumuli, dovrebbero compensare le variazioni della produzione rinnovabile: è possibile ridurre, ad esempio, la necessità per gli impianti termoelettrici di fronteggiare le elevate rampe di carico che, in presenza di un rilevante sviluppo del FV, si verificherebbero in corrispondenza del tramonto quando al calo della produzione fotovoltaica si sommerebbe l'incremento della domanda per l'illuminazione. Un profilo più prevedibile permetterebbe al gestore della rete, di ridurre la quantità di riserva da approvvigionare, riducendo così i relativi costi che il sistema dovrebbe sopportare. Questo, inoltre, consentirebbe al proprietario dell'impianto a fonte rinnovabile, integrato al sistema di accumulo, di ridurre gli oneri di

sbilanciamento, essendo in grado di rispettare con maggiore precisione i programmi di produzione presentati al mercato. Questa soluzione è in linea con le recenti evoluzioni regolatori nel panorama nazionale, che prevedono una sempre maggiore responsabilizzazione degli utenti attivi nei confronti dei propri sbilanciamenti (Del. 281/12/R/efr).

Per quanto riguarda, invece, le FRNP connesse alle reti di distribuzione, i sistemi di accumulo possono migliorare la prevedibilità/dispatchabilità delle risorse di carico/generazione sottese alle reti, regolando il profilo di scambio di una porzione di rete o di un'intera cabina primaria in modo da rispettare le previsioni (ad esempio, a livello di interfaccia AT/MT, in accordo ai requisiti della Del. ARG/elt 199/11). Al distributore sarebbe dunque richiesto di coordinare opportunamente l'esercizio dell'accumulo con la previsione del carico e della generazione sottesi alla propria rete e di provvedere alla raccolta sistematica di informazioni circa la produzione (opportunamente classificate in base alla fonte energetica) e il carico (ad esempio suddivise tra carico MT e BT).

2.1.3 Differimento (riduzione) investimenti di rete

I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per differire nel tempo (evitare) gli investimenti necessari per incrementare la capacità della rete (di trasmissione e di distribuzione), ad esempio, in caso di rete esercite in condizioni vicino al limite delle proprie capacità massime sia per eccesso di carico, sia per eccesso di generazione. Più in generale, i sistemi di accumulo diffuso possono intendersi a supporto del miglior esercizio delle reti di trasmissioni per massimizzarne lo sfruttamento evitando di dover realizzare in modo tempestivo nuovi collegamenti che risulterebbero utilizzati esclusivamente nelle condizioni di picco di produzione.

Inoltre, gli incrementi delle capacità degli elementi di rete, possono essere effettuati per quantità discrete: ad esempio, nel caso di periodi di sovraccarico limitati, un investimento in un sistema di accumulo relativamente piccolo, in grado di farvi fronte, potrebbe evitare più rilevanti investimenti nell'espansione degli elementi di rete esistenti. Allo stesso tempo, un servizio in grado di ridurre il livello medio di carico di determinanti elementi di rete, può garantirne una maggior vita tecnica, differendo nel tempo la necessità di nuovi investimenti per la relativa sostituzione.

2.1.4 Sicurezza del sistema elettrico

La procedura di riaccensione del sistema elettrico in caso di black-out generalizzato, richiede la disponibilità di centrali capaci di avviarsi autonomamente in assenza di alimentazione della rete elettrica (capacità di black-start). Le centrali di ripartenza autonoma vengono utilizzate per mettere in tensione le direttrici di accensione, ossia quei collegamenti elettrici che consentono a tali centrali di rialimentare un primo insieme di carichi e determinate centrali di ripartenza non autonoma, consentendo loro di ripartire a propria volta e regolando frequenza e tensione durante la rampa di presa di carico di queste ultime. I sistemi di accumulo di grossa taglia possono essere utilizzati dal gestore di rete di trasmissione, al pari delle centrali di ripartenza per effettuare la riaccensione del sistema elettrico a seguito di un black-out in quanto, oltre alla possibilità di avviarsi autonomamente in assenza di alimentazione dalla rete elettrica, presentano anche tempi di risposta immediati e la possibilità di effettuare la regolazione di frequenza e tensione. Allo stesso modo, i sistemi di accumulo possono essere integrati nei piani di difesa del gestore di rete da attivarsi in caso di criticità sul sistema elettrico.

2.1.5 Servizi di rete

Oltre alla mitigazione degli effetti dovuti alla non programmabilità della generazione rinnovabile, i dispositivi di accumulo possono essere utilizzati per rispondere anche ad ulteriori nuove esigenze derivanti dalla penetrazione massiva delle FRNP. I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, accettando modifiche, in incremento o in diminuzione, rispetto ai programmi aggiornati cumulati (degli impianti FRNP a cui sono associati o relativi ad un generico utente del dispacciamento).

I sistemi di accumulo, sia sulla rete di trasmissione sia su quella di distribuzione (e presso gli utenti), possono essere infatti utilizzati per fornire capacità di regolazione primaria garantendo la stabilità della frequenza con livelli prestazionali anche superiori ad impianti tradizionali, se opportunamente integrati nei sistemi di sicurezza e regolazione.

I sistemi di accumulo possono contribuire alla regolazione primaria di frequenza, migliorando le prestazioni del sistema elettrico nel garantire il bilanciamento in tempo reale tra produzione e carico, aumentando così la sicurezza di esercizio delle reti. In futuro, l'accumulo potrebbe inoltre, fornire il servizio di regolazione primaria con prestazioni diversificate in accordo con

le effettive esigenze della rete. Ad esempio, in condizioni di esercizio ordinarie, ai sistemi di accumulo potrebbe essere richiesto di regolare frequenza su una banda limitata (analogamente a quanto oggi richiesto dai gruppi convenzionali, compresa tra il $\pm 1.5\%$ ed il $\pm 10\%$ della loro potenza nominale per almeno 15 minuti), in emergenza invece, per fornire il massimo supporto al sistema, l'accumulo potrebbe controllare la frequenza sull'intero range operativo.

I sistemi di accumulo sono in grado di fornire prestazioni utili alla stabilità del sistema come ad esempio l'inerzia sintetica, punto particolarmente importante in sistemi elettrici quale quello italiano, che vedono una massiccia e crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili in cui questa viene lentamente a venir meno.

Un rilevante sviluppo degli impianti FRNP porta, infatti, a parità di domanda, ad una riduzione degli impianti convenzionali in servizio, e quindi anche ad una riduzione del margine di riserva di regolazione primaria disponibile, che invece si renderebbe necessario in maggior quantità a causa dell'intermittenza di tali fonti. L'introduzione di sistemi di accumulo per aumentare il margine di riserva di regolazione primaria potrebbe in tal caso costituire un ulteriore elemento in grado di favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico.

Per ristabilire sia il valore nominale della frequenza (e quindi i margini di riserva di regolazione primaria) sia i valori programmati degli scambi con i sistemi interconnessi, si ricorre alla regolazione secondaria; i sistemi di accumulo potrebbero essere impiegati anche per la fornitura del servizio di regolazione secondaria: a questo riguardo vale quanto detto in precedenza. Peraltro, se la regolazione primaria è un servizio obbligatorio e non remunerato, la regolazione secondaria è oggetto di contrattazione sul MSD per cui i sistemi di accumulo a ciò dedicati potrebbero trarne adeguatamente profitto. Ma i sistemi di accumulo potrebbero essere impiegati anche come riserva "pronta". In particolare essendo i margini di riserva terziaria più ampi di quelli di riserva primaria e secondaria, il loro impatto sul funzionamento a carico parziale delle unità di produzione termoelettrica, e quindi sulla relativa riduzione del rendimento di generazione, è maggiore.

Inoltre, i sistemi di accumulo possono essere utilizzati per approvvigionare riserva e fornire risorse di bilanciamento per il sistema elettrico. I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento di bisogno di riserva del sistema elettrico a fronte di contingenze che ne impongano l'utilizzo. Potendo immettere o prelevare energia dalla rete questi rappresentano, infatti, la risorsa più efficiente per il servizio

di riserva sia a salire che a scendere: ogni MW installato fornisce potenzialmente il doppio in termini di riserva. I tempi di risposta estremamente ridotti dei sistemi di accumulo li rendono, inoltre, potenzialmente integrabili nel sistema di difesa, permettendo di migliorare la gestione di rete esistenti.

Infine, i sistemi di accumulo possono mitigare l'impatto delle FRNP sui profili di tensione lungo le linee, sfruttando la capacità dei convertitori statici di accoppiamento alla rete di produrre/assorbire energia reattiva. Per questa applicazione, l'accumulo (inteso come insieme di batteria ed inverter) deve gestire opportunamente gli scambi reattivi con la rete, così da regolare i profili di tensione (ad esempio, evitando che le immissioni della GD causino l'eccessivo innalzamento della tensione). Il controllo delle iniezioni reattive sulle reti MT può essere inoltre impiegato per regolare il fattore di potenza all'interfaccia con la rete di trasmissione. Un punto di forza della presente funzionalità è che può essere erogata in contemporanea con gli altri servizi ancillari richiesti all'accumulo, senza incidere su di essi.

2.1.6 Power Quality

Gli interventi per aumentare la qualità del servizio mediante sistemi di accumulo possono migliorare la compensazione dei disturbi originati sia all'interno della rete di distribuzione, sia all'interno dell'utenza. Oltre agli strumenti tradizionali a disposizione dei gestori di rete, quali sistemi di automazione e protezione evoluti, i sistemi di accumulo installati in opportuni punti della rete, possono garantire agli utenti un'alimentazione di qualità superiore rispetto a quella del resto del sistema; in questo caso l'esercizio dell'accumulo è coordinato con i sistemi di automazione e protezione presenti in rete con l'obiettivo di limitare il numero e la durata delle interruzione a cui risultano soggetti gli utenti.

In una condizione di guasto tipica, la protezione di feeder interviene disalimentando gli utenti sottesi alla linea. I sistemi di accumulo, se installati in una cabina secondaria o presso l'impianto utente, potrebbero operare come Uninterruptible Power Supply (UPS) evitando che gli utenti connessi alla rete sottesa (rete BT, utenze MT) siano coinvolti nell'interruzione (o nella micro-interruzione), migliorando sia la continuità, sia la qualità del servizio.

3 Soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo

Sul mercato, o anche solamente a livello teorico, esistono diverse tecnologie con cui è possibile accumulare l'energia elettrica; queste possono essere classificate in base alla forma di energia utilizzata per l'accumulo:

- Sistemi di accumulo elettrochimico;
- Sistemi di accumulo meccanico;
- Sistemi di accumulo elettrico;
- Sistemi di accumulo chimico;
- Sistemi di accumulo termico.

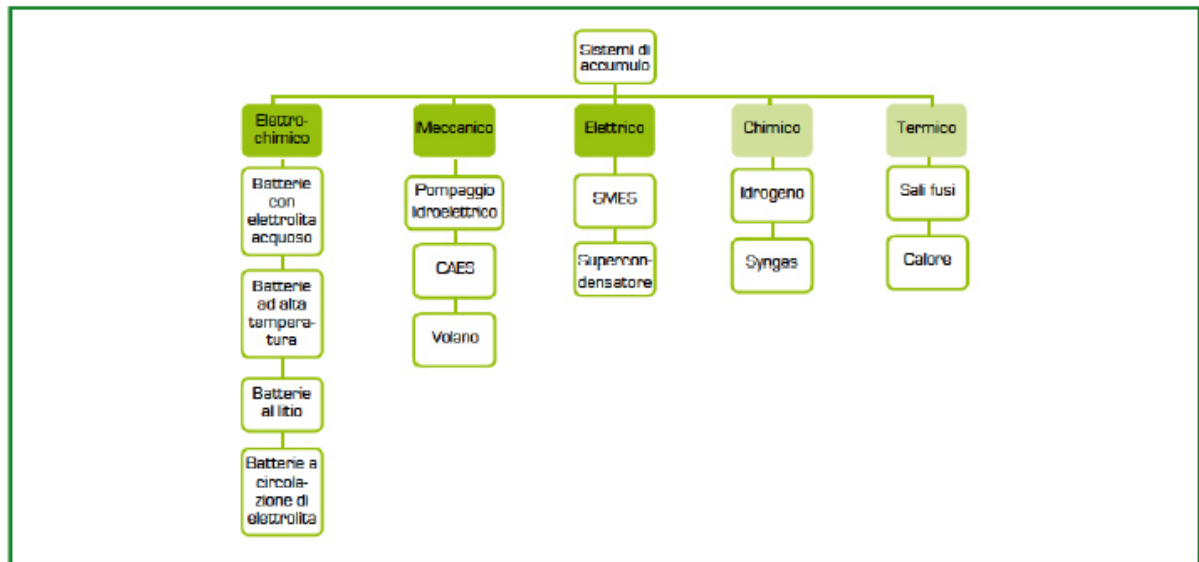


Figura 3 Classificazione delle diverse tecnologie di stoccaggio

In base alla diversa tecnologia adottata, queste risultano più o meno adatte ad un impiego in potenza rispetto ad uno in energia come affermato in precedenza. L'obiettivo di questo capitolo è proprio quello di descrivere le caratteristiche peculiari di ogni tipologia in modo da determinarne l'utilizzo più adeguato.

Data l'utilità e l'obiettivo primo di questo documento si tratterà con particolare attenzione la tipologia di accumuli di tipo elettrochimico lasciando meno spazio alle altre tipologie (in particolare, i sistemi di accumulo termico e chimico non verranno in seguito discussi).

3.1 Sistemi di accumulo elettrochimico

Un accumulatore elettrochimico è un dispositivo che permette la conversione reversibile di energia chimica in energia elettrica. Esso è generalmente costituito da due semi-celle separate da un setto poroso, ciascuna delle quali contiene al proprio interno un elettrodo metallico (anodo e catodo) immerso in una soluzione elettrolitica (che tipicamente contiene ioni dello stesso metallo).

Quella che comunemente viene definita una batteria non è altro che una combinazione, parallelo e/o serie, di un numero variabile di accumulatori elettrochimici (celle).

Il principio di funzionamento ideale attraverso il quale un accumulatore elettrochimico permette di rilasciare ed immagazzinare l'energia elettrica fa riferimento rispettivamente alle reazioni di ossido-riduzione ed elettrolisi. La prima si concretizza nel fatto che un elettrodo (anodo) si ossida, cedendo elettroni, mentre l'altro (catodo) si riduce, acquistando gli elettroni persi dal primo: attraverso un conduttore, questo flusso di elettroni viene intercettato, ottenendo così corrente elettrica.

La seconda reazione, l'elettrolisi, consente di riportare il sistema allo status iniziale: mediante l'applicazione di un campo elettrico dall'esterno, si trasforma l'energia elettrica in energia chimica.

Le diverse tipologie di accumulatori elettrochimici esistenti, le quali si trovano ad uno diverso stadio di sviluppo tecnologico, si caratterizzano per il materiale di cui sono composti gli elettrodi e la soluzione elettrolitica oltre che in base alle caratteristiche costruttive. In particolare, si possono identificare 4 principali sottocategorie; a ciascuna delle quali appartengono diverse varianti:

- Accumulatori con elettrolita acquoso;
- Batterie ad alta temperatura;
- Batteria al litio;
- Batteria a circolazione di elettrolita.

Per ciascuna delle tecnologie appena menzionate, nel seguito del paragrafo si intende in primis approfondire le principali caratteristiche tecniche, discutendo in un secondo luogo le applicazioni ed il livello di diffusione attuale al livello mondiale in ambito Energy Storage.

Le principali caratteristiche con cui può essere sinteticamente descritto un sistema di accumulo sono riportate nella tabella seguente.

Caratteristica	U.d.m.	Definizione
Capacità	Ah	Quantità di carica elettrica che può essere estratta dal sistema durante la scarica
Potenza nominale ⁵	W	Potenza erogabile da un sistema di accumulo corrispondente al regime di scarica rappresentativo del regime di funzionamento definito per il sistema di accumulo stesso
Energia nominale ⁴	Wh	Energia che il sistema è in grado di fornire durante la scarica, a partire da una condizione di piena carica
Potenza specifica	W/kg o W/l	Rapporto tra la potenza corrispondente al regime di scarica sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata ed il peso/volume dell'accumulatore
Energia specifica	Wh/kg o Wh/l	Rapporto tra l'energia che il sistema fornisce durante la scarica (partendo da una condizione di piena carica fino alla scarica completa) ed il peso/volume dell'accumulatore
Efficienza energetica di carica/scarica	%	Rapporto tra l'energia scaricata e l'energia spesa per riportare il sistema di accumulo nello stato di carica iniziale
Rendimento amperometrico	%	Rapporto tra la quantità di carica, erogata durante la scarica, e la quantità necessaria per ripristinare lo stato di carica iniziale
Durata	numero di cicli	Tempo di esercizio dell'accumulatore, che ha fine quando le prestazioni del sistema degradano al di sotto dei limiti operativi (tipicamente riferito ad una profondità di scarica - DOD - dell'80%).
Temperatura	°C	Range di temperatura dell'ambiente esterno entro cui l'accumulatore è in grado di lavorare
Rapporto di scarica tipico	c-rate	Tasso al quale una batteria è scaricata, comparativamente alla sua massima capacità

Tabella 2 Caratteristiche accumulatori

3.1.1 Batterie con elettrolita acquoso

In questa categoria gli accumulatori, si contraddistinguono per la presenza di un elettrolita in forma acquosa; tra questi si annoverano in particolare gli accumulatori al piombo/acido, nichel/cadmio e nichel/idruri metallici.

3.1.1.1 Accumulatori al piombo/acido

L'elemento costitutivo di un accumulatore al piombo (ossia la singola cella) è composto da un elettrodo negativo di piombo metallico e da un elettrodo positivo di biossido di piombo, a fronte di un elettrolita costituito da una soluzione acquosa di acido solforico. Vi sono 2 principali tipologie di accumulatori al piombo: VLA (Vented Lead Acid) o accumulatori aperti, e VRLA (Valve Regulated Lead Acid) o accumulatori ermetici.

La caratteristica principale degli accumulatori VLA è quella di essere dotati di un'apertura che permette la fuoriuscita dei gas prodotti durante le reazioni parassite che avvengono durante la fase di carica.

Essa risulta maggiormente ingombrante rispetto all'altra tipologia, necessitando pertanto di strutture di sostegno ad hoc volte anche a garantirne un'opportuna ventilazione. Per questo tipo di accumulatori è necessario una frequente manutenzione, volta al reintegro dell'acqua contenuta nell'elettrolita che via via si consuma.

La tipologia VRLA, detta anche ermetica, prevede all'interno della cella, mediante opportune regolazioni, la ricombinazione dell'idrogeno e dell'ossigeno, con la conseguente rigenerazione di acqua. Sono meno ingombranti e necessitano di una manutenzione minore. Per contro, la forte disomogeneità costruttiva di questi dispositivi determina criticità nella fase di gestione per applicazioni multiple. Inoltre, dopo un certo valore di corrente di carica, la ricombinazione dei gas è solamente parziale ed i gas inerti vengono scaricati nell'ambiente mediante una valvola, determinando un degrado più rapido della batteria. E' da considerare infine che i VRLA hanno una temperatura crescente di funzionamento accentuata dalla reazione esotermica di ricombinazione, il che può creare il fenomeno della fuga termica, fino alla possibile distruzione del dispositivo.

Le tecnologie principali con cui sono state sviluppati gli accumulatori VRLA sono:

- Gel: sono batterie con elettrolita gelatinoso, le quali a differenza delle batterie AGM in seguito descritte, permettono un numero maggiore di cicli di vita. Il vantaggio principale di queste batterie consiste nel fatto che non rilasciano acido, anche se l'involucro di cui sono costituite si rompesse o se fossero capovolte. Pertanto anche queste batterie sono sigillate e non richiedono alcun tipo di manutenzione. A fronte di questi vantaggi, il principale svantaggio risiede nel fatto che queste devono essere caricate con correnti e tensioni inferiori ad altre batterie, al fine di scongiurare la possibilità che si formino all'interno dell'elettrolita delle bolle di gas tali da danneggiarle permanentemente;
- AGM: questo tipo di batterie sigillate si caratterizza per il fatto di avere tra gli elettrodi un elettrolita solido del tipo AGM (Absorbed Glass Mat, ossia una fibra di vetro molto fine costituita da Boro-Silicio "imbevuto" di acido, nello specifico una soluzione di acqua e acido solforico). Pertanto questi accumulatori sono molto sicuri in quanto garantiscono la non fuoriuscita dell'acido anche se rotti. Questo tipo di tecnologia presenta tutti i vantaggi delle

batterie al gel ma senza presentarne i limiti, dal momento che può sopportare correnti di carica più sostenute.

Le principali caratteristiche delle batterie al piombo, distinguendo tra le due principali alternative (VLA e VRLA), sono sintetizzate nella tabella seguente:

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo [Ah]	1 ÷ 10.000
Energia specifica [Wh/kg]	15 ÷ 25 (VLA) 20 ÷ 40 (VRLA)
Potenza specifica [W/kg]	20 ÷ 40 (VLA) 70 ÷ 80 (VRLA)
Efficienza energetica di carica/scarica [%]	70 ÷ 85
Rendimento Amperometrico [%]	80
Durata [n° di cicli]	800
Temperatura di funzionamento [°C range]	-20 ÷ 60
Rapporto di scarica [c-rate]	C/10

Tabella 3 Caratteristiche batterie al piombo

Le performance che offre la tecnologia al piombo acido, sono minore rispetto a quelle offerte dalle altre tecnologie che saranno descritte nel seguito del paragrafo come si capisce osservando in particolare i valori dell'energia specifica, della potenza specifica e della durata attesa. In particolare, questa tecnologia presenta un regime tipico di scarica ridotto, che la caratterizza pertanto come sistema adatto alle applicazioni in energia.

Ad ogni modo il rapporto tra potenza specifica ed energia specifica risulta sbilanciato a favore della prima, per questo motivo questa tecnologia può essere utilizzata anche per fornire funzionalità in potenza, caratterizzandosi pertanto come una tecnologia “trasversale”.

Guardando all'installazioni per applicazione in energia attualmente presenti a livello mondiale si stima che queste “cubano” 69 MW, rappresentando una delle tecnologie più diffuse in questo ambito.

Guardando attualmente ai progetti in via di sviluppo a livello mondiale, se ne annoverano 5, tre dei quali hanno una potenza complessiva di circa 3.5 MW (2 MWh), in corso di realizzazione negli Stati Uniti e in Cina.

Le ragioni che spiegano la diffusione di queste batterie sono da ricercare nel loro prezzo che risulta ridotto rispetto alle altre tecnologie concorrenti (1500 €/kWh “utile” per batterie di

qualche kWh a fronte ad esempio di circa 2200 €/kWh per una batteria analoga agli ioni di litio) e nella reperibilità delle materie prime necessarie per fabbricarle. Inoltre un'importante caratteristica risiede nella stabilità del sistema di accumulo in caso di connessione di svariate celle in configurazione serie e/o parallelo; questo può essere fatto senza bisogno di particolari sistemi di monitoraggio e gestione (IBMS – Battery Management System).

Tuttavia, la tecnologia sconta alcune criticità, riferibili in primis ad una densità energetica piuttosto bassa e ad una durata di vita assai limitata, che di fatto stanno determinando un crescente interesse di mercato da parte di altre tecnologie, come ad esempio le batterie al sodio per applicazione “Energy Intensive” e le batterie al litio per applicazioni in potenza.

3.1.1.2 Accumulatori al nichel/cadmio

L'elemento costitutivo di un accumulatore al nichel/cadmio è composto da un elettrodo negativo di cadmio e da un elettrodo positivo di ossido idrato di nichel, a fronte di un elettrolita di tipo alcalino (tipicamente idrossido di potassio in soluzione acquosa).

Le batterie al nichel/cadmio sono realizzate secondo due principali tecnologie costruttive:

- Con elettrodi “a tasca”, in cui le materie prime di entrambi gli elettrodi sono contenute all'interno di un tasca in lamina di acciaio traforata, al fine di permettere la penetrazione dell'elettrolita;
- Con elettrodi “sinterizzati”, in cui le materie prime vengono spalmate in una matrice porosa, grazie alla quale si conseguono prestazioni superiori (maggiore energia specifica, potenza molto più elevate, riduzione alla resistenza interna).

Analogamente all'accumulatore al piombo, le batterie di questo tipo possono essere di tipo aperto e di tipo ermetico, con forma cilindrica o prismatica. Inoltre, come per il piombo, all'interno della batteria si verificano delle reazioni parassite, come quella di auto-scarica, provocando perdite di energia e rendendo necessaria una frequente manutenzione. In secondo luogo questa tecnologia sconta il così detto effetto-memoria.

Le principali caratteristiche sono riassunte nella tabelle riportata nel seguito.

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo [Ah]	8 ÷ 1.500
Energia specifica [Wh/kg]	50 ÷ 60
Potenza specifica [W/kg]	500 ÷ 800
Efficienza energetica di carica/scarica [%]	60 ÷ 70
Rendimento Amperometrico [%]	70 ÷ 80
Durata (n° di cicli)	1.000 ÷ 1.200
Temperatura di funzionamento [°C range]	-50 ÷ 70
Rapporto di scarica (c-rate)	C/8 ÷ C/5

Tabella 4 Caratteristiche batterie nichel/cadmio

Le caratteristiche che contraddistinguono la tecnologia al nichel/cadmio la rendono trasversale per applicazioni in energia ed in potenza. Infatti, analogamente a quanto discusso per la tecnologia precedente questa presenta un regime tipico di scarica ridotto (che la caratterizza pertanto come sistema adatto ad applicazioni in energia), ma l'elevato rapporto tra potenza ed energia specifica rende questa tecnologia adatta anche per fornire servizi in potenza.

Per quanto concerne le applicazioni "Energy Storage", sebbene guardando i numeri l'accumulatore in questione risulta ad oggi una delle tecnologie maggiormente diffuse per questo tipo di applicazione, l'installato a livello mondiale è stimato pari a 27 MW (6.75 MWh), e fa riferimento ad un unico impianto realizzato nel 2003 negli Stati Uniti presso Fairbanks (Alaska).

E' interessante infine sottolineare che, ad oggi, non risulta in programma a livello mondiale la realizzazione di nuove applicazioni di questa tecnologia in ambito "Energy Storage"; per questo motivo non sono disponibili stime aggiornate sul livello di costo di questa tecnologia. A questo proposito, l'attenzione rivolta alle problematiche ambientali legate alla presenza del cadmio, che risulta essere un materiale estremamente tossico, ha frenato l'evoluzione di

questa tecnologia, che è stata progressivamente sostituita dall'accumulatore nichel/idruri metallici e da altre tecnologie emergenti quali il litio.

3.1.1.3 Accumulatori al nichel/idruri metallici

L'elemento costitutivo di un accumulatore di questo tipo è composto da un elettrodo negativo costituito da componenti intermetallici (i quali sono in grado di assorbire ed accumulare l'idrogeno in modo reversibile, con formazione di idruri) e da un elettrodo positivo di ossido idrato di nichel, a fronte di un elettrolita di tipo alcalino (tipicamente idrossido di potassio in soluzione acquosa).

Come si nota, l'unica variante sostanziale, rispetto alla batteria al nichel/cadmio risiede nell'elettrodo negativo.

Questa tipologia di accumulatore comporta l'uso di materie prima costose, tuttavia il fatto che sia privo di cadmio la rende preferibile dal punto di vista ambientale.

Da un punto di vista tecnico, l'energia specifica è leggermente maggiore rispetto alle batterie al Ni/Cd e inoltre, queste risultano adatte a ricaricarsi in tempi più brevi. Tuttavia, uno svantaggio è la loro tendenza all'auto-scarica dovuta alla diffusione dell'idrogeno attraverso l'elettrolita. Inoltre, l'alta corrente necessaria durante la carica (che di fatto è una reazione esotermica, cioè con sviluppo di calore), rende necessaria ed essenziale una gestione termica (raffreddamento). Inoltre, analogamente a quanto discusso per le batterie Ni/Cd questa tecnologia soffre del cosiddetto "effetto memoria". A causa di ciò tali batterie sono state, e sono tutt'ora, oggetto di grandi sforzi di ricerca e sviluppo.

Anche in questo caso le caratteristiche peculiari della tecnologia in questione sono mostrate nella tabella seguente.

Le caratteristiche che contraddistinguono la tecnologia in questione la rendono trasversale, quindi adatta per applicazioni sia in energia che in potenza. Infatti, questa tecnologia presenta un regime tipico di scarica abbastanza ridotto (seppur superiore alle 2 tipologie precedentemente analizzate) che la caratterizza pertanto come sistema adatto ad applicazioni "in energia", ma l'elevato rapporto tra potenza specifica ed energia specifica rende questa tecnologia adatta anche per fornire servizi in potenza.

Riguardo alle applicazioni in energia attualmente non risultano installati né previsti progetti che prevedono l'utilizzo di questa tecnologia; come conseguenza di ciò anche l'evoluzione dei relativi costi non è ben nota.

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo [Ah]	0,1 ÷ 200
Energia specifica [Wh/kg]	40 ÷ 100
Potenza specifica [W/kg]	200 ÷ 1.200
Efficienza energetica di carica/scarica (%)	65
Rendimento Amperometrico (%)	70 ÷ 80
Durata (n° di cicli)	500 ÷ 1.000
Temperatura di funzionamento [°C range]	-20 ÷ 60
Rapporto di scarica (c-rate)	C/5

Tabella 5 Caratteristiche batterie Nichel/idruri metallici

3.1.2 Batterie ad alta temperatura

Le batterie ad alta temperatura, che comprendono quelle sodio/zolfo e sodio/cloruro di nichel, lavorano ad una temperatura interna di circa 300°C necessaria per portare gli elettrodi allo stato fuso e per aumentare la conducibilità dell'elettrolita. Esse pertanto risultano insensibili alle condizioni ambientali esterne. Lo sviluppo di queste tipologie di celle è stato spinto dall'esigenza di individuare coppie elettrochimiche in grado di fornire energie specifiche molto elevate, senza ricorrere all'utilizzo di materiali pregiati e rari.

Queste batterie si caratterizzano per una energia specifica molto più elevata rispetto agli accumulatori con elettrolita acquoso, elevati rendimenti energetici, prestazioni indipendenti dalla temperatura ambiente, buona vita attesa.

Per motivi gestionali e di sicurezza non sono disponibili sul mercato come celle singole, ma come sistemi completi di BMS (Battery Management System), ossia con un sistema di controllo delle grandezze che caratterizzano il funzionamento della batteria.

3.1.2.1 Batteria al sodio/zolfo

L'elemento costitutivo di un accumulatore al sodio/zolfo è composto da due elettrodi allo stato fuso (rispettivamente di zolfo e sodio), a fronte di un elettrolita di tipo ceramico (beta allumina).

Dal punto di vista costruttivo presentano caratteristiche molto diverse da quelle dei tradizionali accumulatori (cioè le batterie alcaline quali quella al piombo). Infatti, i due elettrodi sono allo stato fuso e sono divisi dal separatore ceramico, che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni dell'elettrolita. Trattandosi, di una batteria ad alta temperatura essa ha bisogno di un coibentazione termica particolarmente efficace per diminuire la dispersione verso l'esterno. La struttura della cella generalmente utilizzata è a forma di bicchiere e i materiali impiegati sono molto pregiati a causa della capacità corrosiva dello zolfo liquido. Essa è inoltre dotata di un sistema di riscaldamento interno che si attiva quando la temperature scende al di sotto di un certo limite. Con la batteria a riposo l'autonomia termica può essere di qualche giorno. Questo costringe il sistema di riscaldamento ad essere attivo ed a collegare la batteria alla rete elettrica per alimentarlo.

Le caratteristiche principali sono riportate nella tabella seguente:

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo [Ah]	628
Energia specifica [Wh/kg]	240
Potenza specifica [W/kg]	210
Efficienza energetica di carica/scarica [%]	90
Rendimento Amperometrico [%]	100
Durata (n° di cicli)	4.500
Temperatura di funzionamento [°C range]	Insensibilità alla temperatura esterna
Rapporto di scarica (c-rate)	C/8

Tabella 6 Caratteristiche batteria sodio/zolfo

Il connotato principale che contraddistingue la tecnologia in questione rispetto alle altre tipologie di accumulo elettrochimico, fa riferimento al fatto che l'energia specifica è molto elevata ed inoltre presenta valori maggiori rispetto alla potenza specifica. Per tale motivo, questa tipologia di batteria, contraddistinta anche da un regime tipico di scarica ridotto è tipicamente utilizzata per applicazioni "Energy Intensive".

Ad oggi, per applicazione "Energy Storage", la tecnologia sodio/zolfo risulta essere una delle più utilizzate, considerato che la potenza installata a livello mondiale è stimata essere pari a 54.2 MW.

Uno dei principali progetti ha preso le mosse nel 2008 nel nord del Giappone da parte della Japan Wind Development Company, che prevede l'installazione di un sistema di accumulo di

questo tipo fornito da NGK per una capacità di 34 MW (238 MWh), associato ad un parco eolico da 51 MW. Si prevedono molte nuove installazioni che utilizzano questa tecnologia, come mostra il caso del gestore della rete di trasmissione italiana, Terna, che ha recentemente definito un frame work agreement con la stessa NGK per la fornitura di sistemi di accumulo per un massimo di 70 MW (490MWh) per applicazioni “Energy Intensive”. A livello mondiale sono stati censiti diversi progetti in fase di sviluppo anche di dimensioni importanti come quello da 1 GW (4-6 GWh) previsto negli Emirati Arabi.

Il costo attuale di questa tecnologia, per applicazioni analoghe a quelle citate è stimabile in circa 1000 €/kWh utile.

3.1.2.2 Batteria al sodio/cloruro di nichel (ZEBRA)

La batteria in questione, nota come ZEBRA (Zero Emission Battery Research Activity) è, dal punto di vista della struttura e delle prestazioni, sostanzialmente simile alla batteria precedente. Dal punto di vista della struttura, rispetto alla batteria al sodio/zolfo cambia soltanto il materiale di un elettrodo, costituito da cloruro di nichel invece che da zolfo.

Le principali caratteristiche sono sempre riportate in tabella seguente:

Caratteristica [cella]	Valore
Capacità di accumulo [Ah]	32
Energia specifica [Wh/kg]	160
Potenza specifica [W/kg]	170
Efficienza energetica di carica/scarica [%]	90
Rendimento Amperometrico [%]	100
Durata (n° di cicli)	2.500 ÷ 3.000
Temperatura di funzionamento [°C range]	Insensibilità alla temperatura esterna
Rapporto di scarica (c-rate)	C/2

Tabella 7 Caratteristiche batteria sodio/cloruro di nichel

Questa tipologia di batteria osservando i dati in tabella, si capisce essere adatta per applicazioni sia in energia che in potenza per cui queste proprietà rendono questa tecnologia trasversale. Un’analisi legata prevalentemente all’energia specifica, molto elevata rispetto alle altre tipologie analoghe, mostra come questa tipologia sia legata molto all’utilizzo in applicazioni in energia.

Riguardo a questo tipo di applicazioni a livello mondiale, è stato censito un unico impianto realizzato in Italia da FIAMM, Elettronica Santerno, Terni Energia e Galilea ad Almisano (Vicenza) costituito da 10 moduli da 23 kWh ciascuno, accoppiato ad un impianto fotovoltaico al fine di accumulare l'energia prodotta in eccesso dal sistema e riutilizzarla nel periodo di maggiore richiesta.

Risultano in via di sviluppo anche tre progetti, seppur di dimensioni ridotte, per un totale di 500 kW (432 kWh) la cui realizzazione è prevista negli USA e prevede l'utilizzo di tecnologia FIAMM.

Il costo per questa tecnologia è stimabile tra i 1200 e i 2100 €/kWh, in funzione della taglia del sistema.

3.1.3 Batterie a circolazione di elettrolita

Le batterie a circolazione di elettrolita consentono l'accumulo di energia elettrica mediante soluzioni elettrolitiche contenenti differenti coppie redox, utilizzando reazioni accoppiate di ossido-riduzione in cui sia i reagenti che i prodotti di reazione sono disciolti in soluzione acquosa.

Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono immagazzinate in serbatoi, messe in circolazione da pompe, e si interfacciano attraverso una membrana (separatore) che permette lo scambio ionico, impedendo tuttavia il mescolamento delle soluzioni.

La loro caratteristica più importante è il disaccoppiamento tra le caratteristiche di potenza e di energia: infatti, la potenza che la batteria è in grado di erogare/assorbire è in funzione della quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante e quindi della superficie di membrana e dalla portata delle pompe, mentre la capacità di accumulo è legata alla quantità di liquido totale e quindi dalla capienza di serbatoi.

Esistono diverse tipologie di batterie di questo tipo ma nel seguito la concentrazione si focalizzerà sulle tipologie che di fatto costituiscono il totale installato attuale, che sono quella al Vanadio e allo Zinco/Bromo (3 MW).

Date le caratteristiche che verranno mostrate con dettaglio nel seguito questa tecnologia si presta per applicazioni "Energy intensive" di grande taglia (MWh).

3.1.3.1 Batteria Redox a circolazione di elettrolita al vanadio

La batteria VRB, acronimo di Vanadium Redox Battery, rientra nel novero delle batterie a circolazione di elettrolita, in cui la coppia redox è costituita da vanadio. L'elemento costitutivo di tale batteria, ossia la cella elementare, è formato da una membrana di scambio ionico, che separa i due elettrodi evitandone il mescolamento, dagli elettrodi stessi, entrambi costituiti da ioni di vanadio in differenti stadi di ossidazione, e dalle piastre bipolari.

Una batteria è composta da un certo numero di elementi base connessi in serie, da due serbatoi contenenti gli elettrodi e dal circuito idraulico, comprensivo delle pompe, che permette la circolazione degli elettroliti.

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo [Ah]	-
Energia specifica [Wh/kg]	25
Potenza specifica [W/kg]	100
Efficienza energetica di carica/scarica [%]	60 ÷ 85
Rendimento Amperometrico [%]	80 ÷ 90
Durata (n° di cicli)	10.000
Temperatura di funzionamento [°C range]	0 ÷ 40
Rapporto di scarica (c-rate)	C/10 (in energia) 1C (in potenza)

Tabella 8 Caratteristiche batterie redox a circolazione di elettrolita al vanadio

Date le caratteristiche che contraddistinguono questa tecnologia, in termini di capacità di accumulo di energia in funzione delle dimensioni dei serbatoi utilizzati (con riferimento a quanto detto in precedenza), essa trova principale applicazione per l'immagazzinamento di energia elettrica su larga scala, ossia per applicazioni in energia. E' interessante notare che la versatilità di costruzione (variando in particolare la dimensione dei serbatoi, la superficie della membrana e la portata delle pompe) rende comunque possibile progettare batterie di questo tipo anche per applicazioni in potenza.

Dall'altro canto, un fattore limitante per questa tecnologia risiede nella temperatura a cui può lavorare tale batteria, vincolato nel range 0 - 40 °C a causa del fatto che, da un lato, a basse temperature la circolazione del fluido diviene problematica in virtù dell'aumento di densità della stesso, dall'altro lato, ad alte temperature si può verificare l'ostruzione del circuito idraulico a causa della precipitazione dei sali di vanadio dell'elettrolita.

Guardando alle applicazioni “Energy Storage”, attualmente sono stati censiti a livello mondiale due impianti che sfruttano questa tecnologia (uno negli Stati Uniti ed uno in Cina), per un totale di 2.6 MW, mentre altri progetti sono stati realizzati negli anni passati, di cui uno dei più importanti fa riferimento ad un sistema da 4 MW (6 MWh) installato in Giappone (funzionante dal 2005 al 2008) in accoppiamento ad un impianto eolico della potenza di 30.6 MW per migliorare l’integrazione alla rete elettrica. I costi attuali sono stimabili tra i 1200 e i 1700 €/kWh, con riferimento a taglie (tipiche per questa tecnologia) nell’ordine del MWh. Infine, attualmente risulta in fase di realizzazione un ulteriore progetto nella città di Painesville (Stati Uniti) da parte di una utility locale, di dimensioni pari a 1.1 MW (8.8 MWh) da accoppiare ad un impianto a carbone per ottimizzarne il funzionamento, per un investimento complessivo nell’ordine dei 10 mln \$.

3.1.3.2 Batteria Redox a circolazione di elettrolita al bromuro di zinco

La cella elementare di questa batteria prevede un elettrodo negativo costituito da zinco (in forma solida quando la batteria è carica), un elettrodo positivo costituito da bromo (liquido a temperatura ambiente) e l’elettrolita costituito da una soluzione acquosa di bromuro di zinco. In particolare il flusso dei 2 elettroliti è separato da una membrana in poliolefina microporosa la batteria è composta da un certo numero di celle, da i serbatoi che contengono l’elettrolita e da un sistema idraulico per la circolazione dell’elettrolita.

Le principali caratteristiche di questa soluzione tecnica sono mostrate nella tabella a seguito riportata.

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo [Ah]	-
Energia specifica [Wh/kg]	60 ÷ 85
Potenza specifica [W/kg]	50 ÷ 150
Efficienza energetica di carica/scarica [%]	70 ÷ 80
Rendimento Amperometrico [%]	>90
Durata [n° di cicli]	2.000
Temperatura di funzionamento [°C range]	-
Rapporto di scarica [c-rate]	C/10 ÷ C/2

Tabella 9 Caratteristiche batteria redox a circolazione di elettrolita al bromuro di zinco

Date le caratteristiche che contraddistinguono questa tecnologia, analoghe a quelle discusse per la tecnologia VRB, essa trova principale applicazioni in energia, lavorando tipicamente su regimi di scarica compresi tra 1/2 e 1/10 ore. Lo sviluppo di tale tecnologia è ancora alle prime fasi di commercializzazione con prototipi di qualche decina di kWh, di cui non sono noti i costi di realizzazione.

Attualmente a livello mondiale sono stati censiti tre impianti di piccola taglia che sfruttano questa tecnologia, tutti in Australia, per un totale di 0.4 MW (0.8 MWh), mentre risultano in fase di sviluppo tre progetti, negli Stati Uniti, per una potenza complessiva di 1.5 MW (7.5 MWh).

3.1.4 Batterie al litio

Le batterie agli ioni di litio presentano diverse varianti, le quali, a fronte di un struttura di base comune, impegnano materiali diversi sia per gli elettrodi che per l'elettrolita. Riguardo agli elettrodi, tipicamente l'anodo è presente allo stato litiato (affiancati negli ultimi anni dal titanato di litio), mentre il catodo è tipicamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione (quale ad esempio cobalto, nichel e manganese).

L'elettrolita invece, costituito da sali di litio disciolti in miscela di solventi organici, può essere liquido o polimerico da cui deriva una possibile distinzione tra batterie agli ioni di litio "tradizionali" e batterie litio-polimeriche.

Le diverse combinazioni di elettrodi ed elettrolita danno luogo ad una moltitudine di varianti possibili, ciascuna delle quali si presta meglio per determinate applicazioni.

La figura seguente mostra alcune delle combinazioni possibili e evidenzia le principali caratteristiche che vengono messe in luce dal punto di vista quantitativo nella tabella che segue.

	NCA	NMC	LMO	LFP	LTO
Tensione nominale (V)	3,7	3,7	3,7	3,3	2,2
Tipo di catodo	LiNiCoAlO ₂	LiNiCoMnO ₂	LiMn ₂ O ₄	LiFePO ₄	LiMn ₂ O ₄
Tipo di anodo	C	C	C	C	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂
Potenza (W/kg)	Alta	Buona	Media	Media	Media/Bassa
Energia (Wh/kg)	Alta	Alta	Buona	Media	Bassa
Vita cicli	Buona	Buona	Media	Media	Alta
Vita calendario	Buona	Buona	Bassa	Bassa per T>30 °C	Buona
Livello di sviluppo	Matura	Crescita/Matura	Matura	Crescita	Crescita
Sicurezza catodo	Bassa	Bassa	Media	Buona	Media
Sicurezza cella	Esodente	Bassa	Bassa	Media	Buona

Figura 4 Principali celle che utilizzano tecnologia agli ioni di litio

Caratteristica (cella)	Valore
Capacità di accumulo (Ah)	0,1 ÷ 10.000
Energia specifica (Wh/kg)	40 ÷ 180
Potenza specifica (W/kg)	200 ÷ 3.000
Efficienza energetica di carica/ scarica (%)	80 ÷ 95
Rendimento Amperometrico (%)	100
Durata (n° di cicli)	1.500 ÷ 5.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	-30 ÷ 60
Rapporto di scarica (c-rate)	C/3 ÷ 2 C (dipende dall'applicazione)

Tabella 10 Caratteristiche batterie al litio

La principale caratteristica che contraddistingue questa tecnologia fa riferimento all'elevata potenza specifica notevolmente superiore rispetto alle altre tecnologie di accumulo elettrochimico, da cui deriva che questa si presta particolarmente ad applicazioni in potenza. Dall'altro canto, l'energia specifica importante e la flessibilità in termine di regime di scarica rendono questa tecnologia trasversale, ossia adatta a quasi tutti i tipi di applicazioni. Si nota infine, che le celle litio-ioni possono dare origine a situazioni di pericolo se sottoposte a condizioni di sovraccarico elettrico e/o termico, da cui deriva la necessità dell'utilizzo di un sistema di bilanciamento delle tensioni di cella e di un BMS che monitori le grandezze di cella e di batteria in modo da intervenire in caso di condizioni anomale. Per quanto riguarda le applicazioni in energia attualmente a livello mondiale sono stati censiti impianti per

complessivi 120 MW circa. Peraltro la situazione è piuttosto in fermento, con decine di MW di nuovi impianti in fase di sviluppo principalmente negli Stati Uniti. Uno degli esempi più rilevanti fa riferimento ad un riferimento di 20 MW (5 MWh) realizzato da una utility cilena, AES Gener, utilizzando la tecnologia agli ioni di litio fornita da A123 (Elettronica di potenza di ABB) con l'obiettivo di erogare servizi di rete (regolazione di frequenza), per garantire la stabilità della rete elettrica nel nord del Cile. Un altro esempio rilevante, a livello italiano, fa riferimento ad uno dei principali gestori delle reti di distribuzione nazionale, ACEA Distribuzione, che ha in corso un progetto che prevede l'installazione di tre sistemi di stoccaggio in cabina secondaria, per i quali è stata scelta la tecnologia agli ioni di litio (rivolgendosi a due vendor diversi, ossia NEC e Toshiba). Il costo di una batteria agli ioni di litio è stimato nell'ordine dei 1500-2200 €/kWh "utile" in funzione della taglia del sistema, rispettivamente nell'ordine del MWh e kWh.

3.1.5 Controllo e gestione di sistemi di accumulo elettrochimico

I sistemi di accumulo elettrochimico, con particolare riferimento ad alcune tecnologie (come ad esempio ioni di litio e sodio-cloruro di nichel) necessitano di diversi livelli di controllo, per garantire il corretto funzionamento del dispositivo ed evitare eventi pericolosi (quali ad esempio incendi).

Questi livelli di controllo fanno riferimento a:

- Cella;
- Modulo;
- Sistema di accumulo.

Vi è poi un quarto livello, gerarchicamente superiore ai precedenti, che fa riferimento al controllo da remoto di risorse di accumulo distribuito. Nella fattispecie, si fa riferimento all'aggregazione di sistemi di accumulo (non necessariamente afferenti alla medesima tecnologia), al fine di controllarli da remoto come se fossero un'unica entità. Questa possibilità, a beneficio del gestore di rete (TSO e DSO) permette di erogare una serie di funzionalità quali controllo della frequenza, livellamento dei carichi e controllo del flusso di energia.

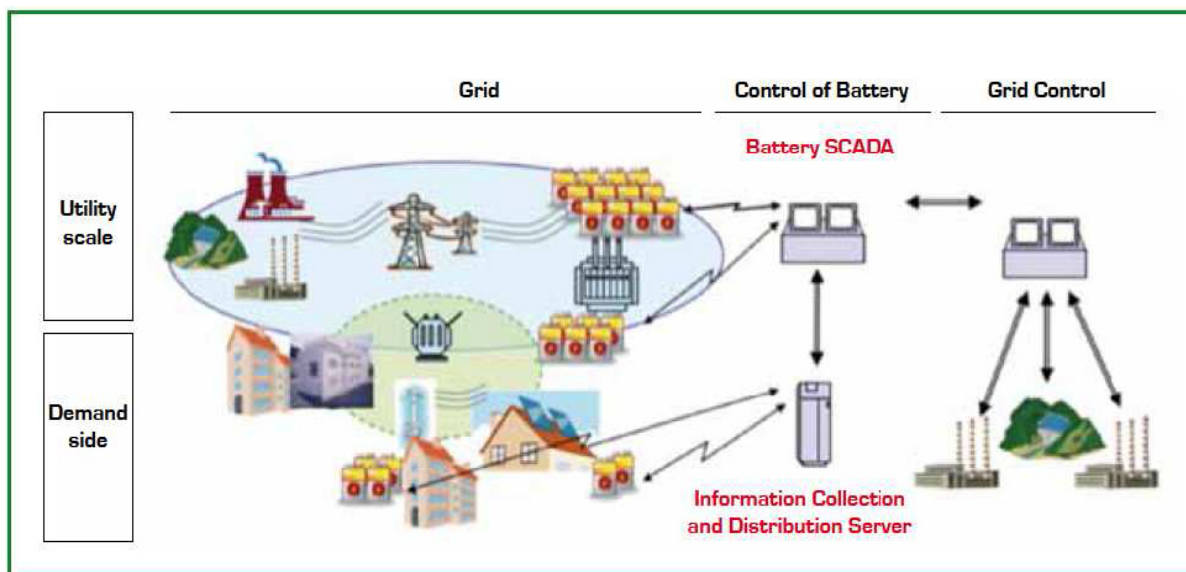


Figura 5 Schema del progetto "Battery SCADA" [fonte Hitachi]

3.2 Sistemi di accumulo meccanico

I sistemi di accumulo meccanico includono tre differenti tipologie con cui è possibile accumulare energia elettrica, le quali prevedono rispettivamente l'accumulo sotto forma di energia potenziale gravitazionale di una massa d'acqua (pompaggio idroelettrico), di aria compressa (CAES) e di energia cinetica (volano).

3.2.1 Pompaggio idroelettrico

Un impianto di pompaggio idroelettrico permette l'accumulo di energia elettrica sotto forma di energia potenziale gravitazionale contenuta in una massa di acqua posta ad una certa quota altimetrica. In particolare un impianto di questo tipo è costituito essenzialmente da due bacini posti a differenti altezze: quando è necessario estrarre energia elettrica dalla rete, l'acqua dal bacino inferiore viene pompata verso quello superiore, utilizzando una macchina elettrica come motore (cui è associato, quindi, un dispendio di energia elettrica).

Viceversa, quando si vuole restituire l'energia immagazzinata, si sfrutta il moto generato dalla caduta dell'acqua dal bacino superiore per mettere in funzione una turbina che permette, mediante un alternatore, la produzione di energia elettrica. L'acqua viene così raccolta nel bacino di valle per poter essere così nuovamente pompata verso il bacino di monte (tipicamente nelle ore in cui essa ha minor valore e/o quando la domanda di energia elettrica è inferiore alla produzione contestuale), al fine di "chiudere il ciclo".

Esistono 2 varianti principali di impianti di pompaggio idroelettrico: impianti tradizionale e impianti “RPT” (acronimo di Reversible Pump Turbine). Nella prima tipologia, illustrata nella parte sinistra della figura seguente, pompe e turbine sono disposte in parallelo, pertanto vi sono 2 condotte distinte, una per pompare e una per turbinare a seconda delle necessità. La seconda (RPT), illustrata nella parte restante della figura a seguito mostrata, prende il nome dalla turbina reversibile che si impiega in sostituzione della struttura precedentemente descritta da cui deriva il fatto che è presente un'unica condotta, percorsa dal fluido in entrambi i sensi.

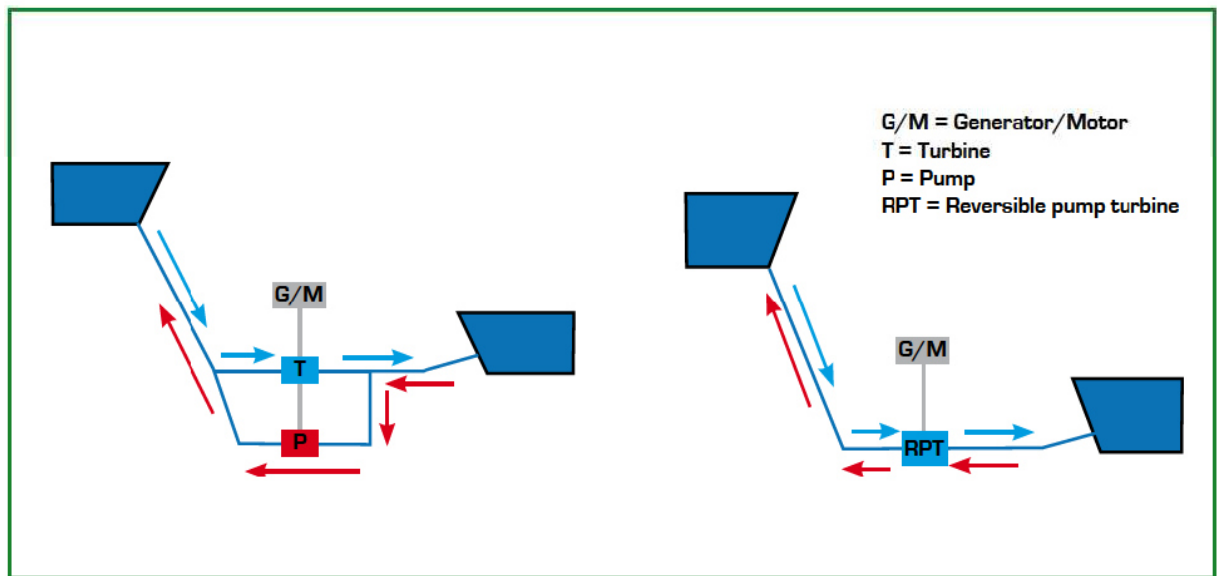


Figura 6 Tipologie impianti di pompaggio

Indipendentemente dalla configurazione, in un impianto di questo tipo è presente un generatore sincrono per convertire il moto rotatorio della turbina indotto dall'acqua in caduta, in energia elettrica.

I dati caratteristici di questa tipologia sono mostrati nella tabella che segue:

Prestazione	Valore
Capacità d'immagazzinamento (MW)	50÷500
Tempo di scarica (s-min-h-gg)	h-gg
Tempo di risposta (s-min-h-gg)	s÷min
Efficienza del ciclo [%]	70÷85
Vita utile (anni)	50÷100

Tabella 11 Caratteristiche sistemi di pompaggio

Gli impianti di pompaggio idroelettrico hanno un ciclo di vita molto lungo, superiori ai 50 anni, efficienza del ciclo elevata (fino all'85%), tempi di risposta piuttosto rapidi (nell'ordine dei secondi-minuti); inoltre il discharging-time, che dipende dalle dimensioni del bacino di monte, si attesta nell'ordine delle ore, fino a qualche giorno per quelli di dimensioni maggiori. Gli impianti di pompaggio idroelettrico sono caratterizzati da importanti costi di investimento iniziale (stimabile nell'ordine dei 350-1500 €/kW), legati principalmente alla realizzazione delle infrastrutture e delle opere di ingegneria civile (a fronte di costi per l'attrezzature elettrica e meccanica che incidono per circa il 10% dell'investimento), cui fanno da contraltare i bassi costi di O&M (stimabili in 13 €/kW per anno). Tali caratteristiche rendono gli impianti di pompaggio idroelettrico principalmente adatti a fornire prestazione in energia, che comportino erogazione di potenze per lunghi lassi temporali (cosiddette funzionalità "time shift"), sebbene la rapidità di risposta renda questi impianti adatti anche ad applicazioni in potenza (come ad esempio l'erogazione di servizi di rete quali la regolazione di frequenza). Gli impianti di pompaggio idroelettrico sono il sistema più antico e diffuso commercialmente tra tutte le tecnologie di immagazzinamento di energia elettrica che ha visto le prime installazioni a livello globale in Italia intorno alla fine del diciannovesimo secolo, anche se solo a partire dagli anni '30 con lo sviluppo delle prime macchine reversibili si è registrata un'ampia diffusione a livello globale.

Attualmente si contano oltre 140 GW di potenza installata, di cui circa 36 GW in Europa (soprattutto in Italia con 7.5 GW, Spagna, Germania e Francia), 22 GW in USA e poco più di 24 GW in Giappone.

Attualmente risulta in fase di costruzione un impianto in Sud Africa di 1300 MW (21000 MWh) realizzato da Escom, utility sudafricana, con un investimento stimato di 2.75 mlds.

3.2.2 CAES

I sistemi CAES (acronimo di Compressed Air Energy Storage) rappresentano una modalità per immagazzinare energia elettrica sfruttando le proprietà fluidodinamiche dell'aria.

Il principio di funzionamento di un CAES prevede che quando c'è un surplus di produzione di energia elettrica, rispetto alla domanda, si sfrutta tale energia per comprimere ed accumulare l'aria in un serbatoio (naturale o artificiale). Quando invece è richiesta energia dalla rete, il fluido compresso viene espanso in una turbina a gas per produrre energia elettrica. I

componenti tipicamente presenti in un impianto CAES illustrati nella figura mostrata nel seguito sono:

- Compressore: effettua la compressione dell'aria che viene convogliata all'interno di un serbatoio;
- Serbatoio (o container): in cui viene immagazzinata l'aria compressa.
- Scambiatori di calore: sono impiegati per la refrigerazione dell'aria durante la fase di compressione ed il riscaldamento dell'aria prima della fase di espansione;
- Turbina: permette l'espansione del fluido funzionale alla produzione di energia elettrica;
- Generatore (o alternatore): produce l'energia elettrica;
- Strumenti di controllo e ausiliari: consentono lo svolgimento corretto del ciclo (serbatoio del carburante, cavi, componenti elettronici, dispositivi di comando e di controllo, ecc).

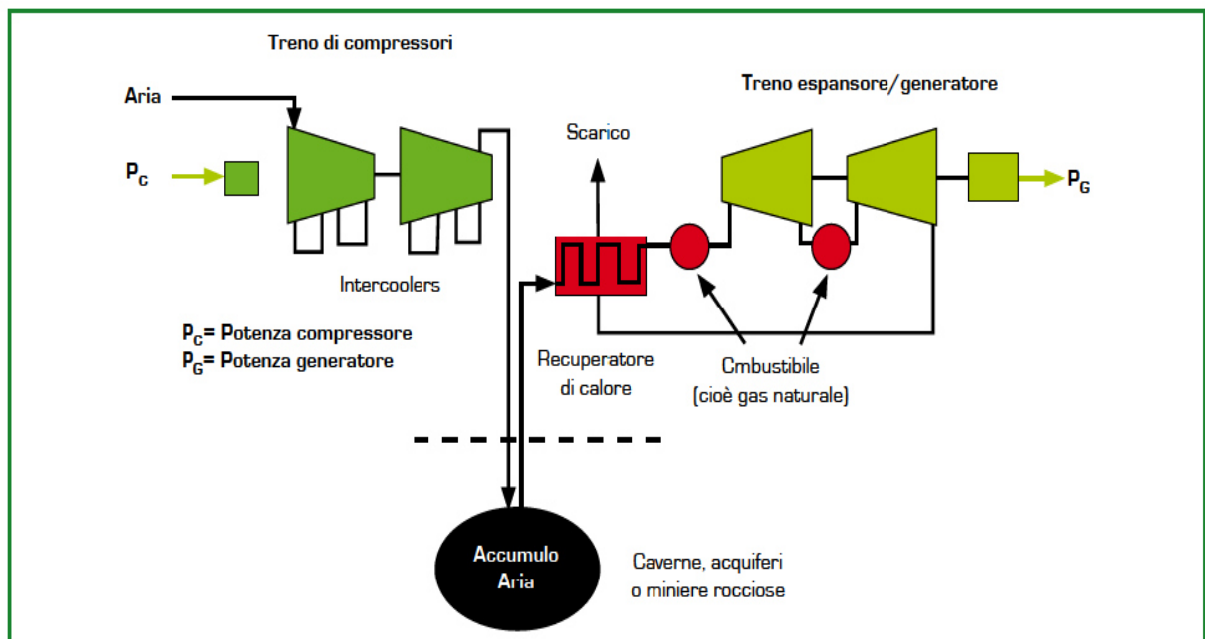


Figura 7 Componenti caratteristici CAES

La tabella che segue evidenzia le alternative per lo stoccaggio dell'aria compressa.

Tipologie di serbatoio	Costo del serbatoio (\$/kWh trattato per ciclo)
Caverne saline	1÷2
Caverne artificiali	30
Miniere improduttive	10
Formazioni porose	2÷7
Serbatoi metallici e tubazioni	40÷180
Accumulo sottomarino	n.d.

Tabella 12 Alternative per lo stoccaggio dell'aria compressa

Entrando nel dettaglio, vi sono diverse soluzioni impiantistiche, che condividono lo stesso principio “base” di funzionamento, variando solamente alcuni elementi di impianto.

- CAES “convenzionale”: si tratta della tecnologia con la quale sono stati realizzati gli unici 2 impianti attualmente esistenti, in USA e Germania. Questa configurazione, che permette di raggiungere valori di rendimento nell'ordine del 50%, prevede l'utilizzo di un treno di compressori per la compressione dell'aria, il successivo stoccaggio in caverna, una camera di combustione in cui l'aria si miscela con il gas naturale favorendo la reazione di combustione, la turbina per espandere l'aria ed infine il generatore per produrre energia elettrica.

Una seconda versione prevede che l'aria immagazzinata, prima di giungere in camera di combustione venga preriscaldata dai gas di scarico della turbina attraverso uno scambiatore di calore. Anche se questa tecnologia viene considerata relativamente matura, al momento nel mondo sono in funzione solo due impianti CAES;

- CAES con ciclo combinato-ciclo STIG/umidificazione dell'aria: fanno riferimento a configurazioni alternative alla precedente, le quali, al fine di aumentare la potenza al fine di aumentare la potenza e il rendimento di impianto, sfruttano alcuni dispositivi o accorgimenti per recuperare il calore residuo dei gas in uscita dalla turbina (in luogo del preriscaldamento dell'aria).

- CAES adiabatico: permette di utilizzare il calore generato durante la compressione iniziale dell'aria per pre-riscaldare l'aria stessa prima dell'espansione in turbina (riducendo o eliminando del tutto il fabbisogno di combustibile). Il calore può essere stoccato a temperature che variano tra i 50 e i 600 °C in forma solida o liquida, sottoforma di calore latente, sfruttando oli termici e Sali, che subiscono transizioni di fase, o materiali ceramici.

Ad oggi non sono stati realizzati impianti di questo tipo, ma risulta in fase di sviluppo il progetto Adele, che prevede la realizzazione di un impianto a Stassfurt in Germania, frutto della collaborazione tra RWE, General Electric, Zueblin ed il German Aerospace Center, con il supporto del Ministero Federale dell'economia tedesco.

- CAES isoterma: prevede di effettuare una compressione ed una espansione isoterma, senza che vi siano quindi variazioni apprezzabili della temperatura dell'aria in entrambe le fasi. In questo caso non si prevede l'utilizzo di combustibili e l'aria dovrebbe essere accumulata in piccoli serbatoi esterni. Nella fase di compressione, l'aria viene raffreddata atomizzando dell'acqua che al contempo si riscalda, la quale viene accumulata successivamente per riscaldare l'aria nella fase di espansione.

- Cicli ibridi: è possibile integrare al CAES impianti di tipo diverso. Ad esempio, l'EPRI (Electric Power Research Institute) ha sviluppato una soluzione che prevede l'integrazione di una turbina a gas alimentata a gas naturale in un ciclo CAES "tradizionale": in questo modo l'aria compressa viene riscaldata dai fumi della turbina e viene poi espansa senza che sia necessario l'apporto di ulteriore combustibile; a valle della turbina, infine, l'aria più fredda viene inviata al compressore della turbina a gas. I costi specifici per gli impianti ibridi si attestano a circa 700 \$/kWh.

Con riferimento agli impianti tradizionali, che come discusso rappresentano ad oggi l'unica soluzione che fa registrare un certo livello di installazioni, si riportano nella tabella mostrata in seguito le principali caratteristiche.

Prestazione	Valore
Capacità d'immagazzinamento (MW)	>100
Tempo di scarica (s-min-h-gg)	h÷gg
Tempo di risposta (s-min-h-gg)	s÷min
Efficienza del ciclo (%)	40÷55
Vita utile (anni)	25÷30

Tabella 13 Principali caratteristiche di un impianto CAES

Dall'analisi delle caratteristiche si nota che la tecnologia CAES rappresenta una delle soluzioni potenzialmente più interessanti per accumulare quantità elevate di energia elettrica

con un costo specifico dell'investimento importante ma non eccessivo (stimabile intorno a 400-1150 €/kW), a fronte di costi di O&M stimabili in 10€/kW anno. Al pari degli impianti idroelettrici di pompaggio, i CAES permettono di rilasciare energia per alcune ore in quantità analoghe a quelle tipiche delle grandi centrali di produzione dell'energia elettrica (superiore ai 100 MW) prestandosi quindi principalmente alle applicazioni "in energia". A questo proposito, è interessante sottolineare che il transitorio di avviamento è piuttosto rapido: in 20 minuti dall'accensione è possibile raggiungere il pieno carico mentre se l'impianto è in standby, il pieno carico può essere raggiunto in meno di un minuto. Questa tecnologia si presta a frequenti accensioni e spegnimenti, non presentando limiti nel numero di cicli. Per contro, la tecnologia CAES sconta un'efficienza del ciclo non elevata, intorno al 50% dovuta alla perdite nelle varie fasi di compressione, stoccaggio ed espansione, a fronte di una vita utile piuttosto elevata, stimata nell'ordine dei 25-30 anni.

Il costo dell'investimento risente fortemente delle caratteristiche morfologiche e geologiche del sito e della taglia di impianto, dal momento che gli impianti di piccola taglia (aventi capacità nell'ordine delle decine di MW, il costo d'investimento arriva fino a 750-2600 €/kW, a seconda della capacità di immagazzinamento e della tipologia di serbatoio).

Nonostante la tecnologia alla base degli impianti CAES, con riferimento particolare alla configurazione "tradizionale", risulti piuttosto matura attualmente a livello mondiale sono presenti soltanto due realizzazioni mentre sono stati censiti una decina di progetti in fase più o meno avanzata di sviluppo.

3.2.3 Volani

I volani, noti anche con l'acronimo FES (Flywheels Energy Storage), sono dei sistemi che permettono di immagazzinare energia elettrica sottoforma di energia cinetica, mediante la rotazione di un corpo detto rotore, il quale in fase di carica viene accelerato per poi essere rallentato, quando si rende invece necessario cedere energia. Gli elementi costitutivi di un sistema di questo tipo sono:

- Il volano vero e proprio (rotore);
- La macchina elettrica, in grado di funzionare sia da alternatore che da motore (in relazione alla necessità rispettivamente di rilasciare o assorbire energia);
- Il convertitore di potenza a due stadi (inverter), che trasforma la corrente da alternata in continua e viceversa;

- Il sistema di controllo elettronico, detto IGBT.

Anche in questo caso tutte le caratteristiche sono riportate nella tabella che segue:

Prestazione	Valore
Potenza specifica (W/kg)	500÷5.000
Energia specifica (Wh/kg)	70 ÷ 200
Capacità d'immagazzinamento (MW)	< 20
Tempo di scarica (s-min-h-gg)	s÷min
Tempo di risposta (ms-s-min-h-gg)	ms÷s
Efficienza del ciclo (%)	80÷90
Vita utile (numero cicli)	100.000 ÷ 1.000.000
Temperatura di funzionamento (°C range)	35 ÷ 40

Tabella 14 Caratteristiche di un volano

La principale caratteristica che li contraddistingue è l'elevata densità di potenza ed, in modo minore, energia: grazie alle loro dimensioni ridotte (inferiore al mq), è possibile posizionarli ovunque prestandosi anche ad applicazioni on-board (ad esempio per l'eolico possono essere posizionati direttamente sulla navicella). I punti di forza dei volani sono oltre alla grande densità energetica, la vita utile elevata (fino a 1000000 di cicli), i costi di O&M estremamente ridotti, l'efficienza del ciclo elevata (fino a circa il 90%) ed i tempi di ricarica molto brevi (inferiore ai 15 minuti). Per contro, la tecnologia presenta costi molto elevati: il costo varia molto in funzione della taglia, dai 1000 ai 5000 €/kW, rispettivamente per impianti di potenza inferiore al MW e nell'ordine delle decine di MW.

Al pari dei supercondensatori e degli SMES (discussi nel seguito), questa tecnologia si presta per erogare funzionalità "in potenza", mentre non risulta adatta per impieghi in energia. Sebbene infatti, questi dispositivi presentino un'energia specifica elevata, il tempo di scarica estremamente ridotto non li rende applicabili per applicazioni in energia.

La diffusione attuale dei volani per applicazione "Energy Storage" è limitata a tre installazioni presenti negli Stati Uniti per una potenza complessiva di circa 23 MW (6 MWh).

3.3 Sistemi di accumulo elettrico

All'interno dell'accumulo elettrico rientrano due tecnologie diverse: i supercondensatori ed i cosiddetti SMES (acronimo di Superconducting Magnetic Energy Storage), i quali

accumulano energia elettrica rispettivamente sottoforma di carica elettrostatica e di campo magnetico.

3.3.1 Supercondensatori

I supercondensatori, o “condensatori elettrici a doppio strato” (dall’inglese Electric Double Layer Capacitor-EDLC), noti anche come “Ultracapacitors”, immagazzinano l’energia elettrica in maniera simile ai condensatori tradizionali, con la differenza che le cariche elettriche non si accumulano su dei materiali conduttori, bensì all’interfaccia tra la superficie di un conduttore ed una soluzione elettrolitica. Da un punto di vista costruttivo i supercondensatori sono più simili ad una batteria che ad un condensatore poiché sono formati da due elettrodi immersi in un elettrolita e sono separati da una membrana permeabile agli ioni. Gli ioni positivi e quelli negativi vengono attratti rispettivamente dall’elettrodo negativo e da quello positivo formando due strati sottili, all’interno dei quali si creano intensi campi elettrostatici e si accumula la carica. Per questo motivo i supercondensatori vengono anche chiamati “condensatori a doppio strato”. La membrana separatrice ha lo scopo di evitare il contatto tra gli elettrodi che causerebbe corto circuiti. I materiali che compongono lo strato esterno degli elettrodi sono tipicamente porosi e questo aumenta di molto la loro superficie. All’estremità della cella sono posti dei fogli di materiale conduttore, tipicamente alluminio.

Come detto in precedenza i componenti fondamentali della cella di un supercondensatore sono essenzialmente tre:

- Gli elettrodi;
- L’elettrolita;
- Il separatore.

I materiali con i quali sono costituiti questi elementi impattano fortemente sulle proprietà dei supercondensatori. Per quanto riguarda gli elettrodi (i quali costituiscono l’elemento che più influenza le prestazioni della cella) i quattro materiali principalmente utilizzati sono carbonio, ossidi metallici, polimeri conduttivi e materiali ibridi. Riguardo invece l’elettrolita la cui scelta impatta sulla tensione massima raggiungibile dalla cella (e quindi sulla quantità di energia immagazzinabile), esistono tre tipologie di elettrolita: organico, acquoso, o solido. Riguardo infine al separatore, ossia quel componente che permette il trasferimento degli ioni carichi ma impedisce agli elettrodi il contatto, il materiale di cui è costituito è funzione del tipo di elettrolita impiegato: nel caso di elettrodi organici si utilizzano separatori cartacei o

polimeri (ad esempio il polipropilene), mentre nel caso di elettroliti acquosi si utilizzano fibre di vetro o materiali ceramici.

La tabella seguente riassume le principali caratteristiche di un supercondensatore:

Prestazione	Valore
Potenza specifica [W/kg]	300÷10.000
Energia specifica [Wh/kg]	1÷10
Capacità delle celle [F]	1 : 5000
Tempo di scarica [s-min-h-gg]	S
Tempo di risposta [ms-s-min-h-gg]	ms-s
Efficienza energetica [%]	85-98
Vita utile [numero cicli]	500.000 - 1.000.000
Temperatura di funzionamento [°C range]	40 65

Tabella 15 Caratteristiche di un supercondensatore

Per quel che riguarda le prestazioni, possiamo definire i supercondensatori come un sistema di accumulo “intermedio” tra i condensatori classici e le batterie. La capacità raggiunta dai supercondensatori è superiore a quella dei condensatori convenzionali di diversi ordini di grandezza (migliaia di Farad contro pochi Farad), grazie principalmente alla straordinaria densità superficiale degli elettrodi. L’efficienza varia tra l’85% e il 98%, mentre il range di temperatura all’interno del quale possono lavorare è tra -40 °C e 60 °C. In virtù dell’assenza di reazioni chimiche, la loro durata può arrivare anche al milione di cicli contro le poche migliaia delle moderne batterie. Inoltre, la carica e la scarica avvengono in tempi rapidissimi (pochi secondi), al contrario delle batterie che hanno autonomie anche di diverse ore, e questo fa sì che la densità di potenza (kW/kg) sia superiore nei supercondensatori rispetto alle batterie, mentre la densità di energia (Wh/kg) sia inferiore.

Tra i fattori più importanti a vantaggio dei supercondensatori si annovera proprio la grande densità di potenza, l’elevata lunghezza del ciclo di vita, la necessità di manutenzione praticamente assente e la possibilità di lavorare in maniera soddisfacente anche a temperature “estreme”. D’altro canto poiché i processi di carica e scarica sono estremamente rapidi, la densità energetica è piuttosto ridotta. Il prezzo d’altro canto, nonostante la forte riduzione negli ultimi anni non è ancora competitivo per applicazioni “Energy Storage”, essendo stimabile nell’ordine dei 300-500 €/kW.

Per le applicazioni “Energy Storage”, alla luce delle precedenti considerazioni, si può affermare che i supercondensatori sono idonei a fornire servizi in cui sono richieste “prestazioni di potenza” più che “prestazioni di energia”.

Attualmente non risultano a livello mondiale impianti già realizzati che utilizzano questa tecnologia per applicazioni “Energy Storage”, mentre risulta in fase di realizzazione un impianto negli Stati Uniti della potenza di 2 MW (33kWh) realizzato dalle aziende Maxwell e Ioxus per fornire supporto di tensione alla rete su cui insiste il sistema.

3.3.2 SMES

I Superconducting Magnetic Energy Storage Systems, o SMES, immagazzinano l’energia elettrica sottoforma di campo magnetico, mediante l’utilizzo di una bobina superconduttiva avvolta su un nucleo magnetico, mantenuto a temperatura criogenica (all’interno di un apposito contenitore isolato). Per mantenere lo stato superconduttivo, infatti, la bobina deve trovarsi ad una temperatura più bassa rispetto alla sua temperatura critica (che dipende dal materiale di cui è costituita, tipicamente della lega metallica Niobio/Titanio). Come contenitore viene solitamente utilizzato un sofisticato criostato in acciaio inossidabile isolato termicamente e tenuto sotto vuoto, il quale contiene il fluido ad una temperatura minore della temperatura critica del materiale di cui è costituita la spira.

Il sistema è costituito anche da un alimentatore a corrente continua che si occupa sia di caricare la bobina sia di mantenerne la carica circolante in essa compensando le normali perdite resistive, peraltro molto piccole e localizzate perlopiù nella parte di circuito che si trova alla temperatura maggiore, permettendo quindi di mantenere valori massima di carica. La corrente alternata, proveniente dalla rete, viene trasformata in corrente continua ed indirizzata verso la bobina, tenuta in uno stato superconduttivo al fine di non opporre resistenza ohmica al passaggio della corrente ed evitando così perdite sottoforma di calore. Al raggiungimento della carica ottimale, la bobina viene cortocircuitata da un semiconduttore (mantenuto anch’esso ad una temperatura criogenica) e la corrente vi circola continuamente. Grazie alla temperatura criogenica il nucleo permette l’accumulo di grandi quantità di energia immediatamente disponibile e scaricabile, in uno spazio contenuto, in quanto non avviene nessuna trasformazione dell’energia elettrica (essa viene infatti stoccata sottoforma di corrente continua). Nel momento in cui tale energia deve essere ceduta, si trasforma la

corrente da continua in alternata, mediante appositi inverter e dispositivo di controllo a commutazione.

I dati che caratterizzano questi dispositivi sono riassunti in tabella seguente:

Prestazione	Valore
Potenza specifica (W/kg)	100.000
Energia specifica (Wh/kg)	3
Capacità d'immagazzinamento (MW)	< 10
Tempo di scarica (s-min-h-gg)	S
Tempo di risposta (ms-s-min-h-gg)	ms-s
Efficienza energetica (%)	90 - 95
Vita utile (anni)	20 (indipendente dal numero di cicli)
Range di temperatura di lavoro (°C)	Insensibile alla temperatura esterna

Tabella 16 Caratteristiche dispositivi SMES

Gli SMES sono caratterizzati da un livello di energia specifica basso, limitato al valore di circa 3 Wh/kg. Tuttavia, rilasciando energia in tempi molto rapidi e per brevi istanti temporali, questi sistemi sono caratterizzati da un'elevatissima potenza specifica che può raggiungere valori di 100 MW/kg. Una progettazione ottimale del sistema permette di raggiungere elevati livelli di efficienza (anche del 95%), andando a ridurre sensibilmente le perdite. Gli SMES sono anche caratterizzati da una vita utile molto lunga, superiore ai 20 anni e con un numero di cicli illimitato.

Gli SMES avendo alti livelli di efficienza e tempi di risposta bassissimi, uniti alla capacità di controllare la potenza attiva e reattiva, sono particolarmente adatti ad applicazioni in potenza. Le aree potenzialmente interessate all'adozione di questi sono quelle maggiormente industrializzate e particolarmente sensibili alle esigenze di Power Quality. In campo industriale e privato si prestano per la Static Var Compensation (SVC) e il supporto di tensione per i carichi maggiormente critici.

Attualmente a livello mondiale non sono state censite realizzazioni esistenti o in fase più o meno avanzata di realizzazione riguardanti per applicazioni di "Energy Storage".

3.4 Campi di applicazione delle diverse tecnologie

Come si è discusso all'interno di questo capitolo, ciascuna delle tecnologie di stoccaggio analizzate presenta una serie di caratteristiche peculiari che la rendono più o meno adatta ad assolvere le diverse funzionalità individuate e descritte nel Capitolo 2.

Dall'analisi emerge in maniera chiara, come vi sono tre tecnologie (supercondensatori, volani e SMES) che, in virtù delle loro caratteristiche si prestano esclusivamente ad applicazioni "in potenza", ossia che richiedono lo scambio di potenze anche elevate, ma per archi temporali ridotti. All'opposto vi sono altre tecnologie (pompaggio idroelettrico, CAES, batterie a circolazione di elettrolita e batterie al sodio/zolfo) le quali si prestano prevalentemente ad applicazioni "in energia", che prevedono invece lo scambio di potenze per periodi di tempo piuttosto lunghi (nell'ordine delle ore).

In termini generali, si può affermare che, in qualche misura, le tecnologie in grado di erogare prestazioni "in energia" riescano anche a svolgere funzionalità "in potenza", sebbene ciò sia particolarmente vero per alcune tecnologie (quali ad esempio le batterie al sodio/cloruro di nichel e soprattutto, al litio), le quali, in base alle caratteristiche che le contraddistinguono, possono essere considerate come tecnologie "trasversali", ossia si prestano ad essere utilizzate sia per prestazioni "in potenza" che "in energia".

Una caratterizzazione di quanto detto è riportato in modo molto chiaro nella figura seguente:

Attore /Funzionalità	idro	CAES	Redox	Na/S	Na/ NiCl	Li/ion	Pb/ acido	Ni/Cd	Ni/ MH	Volani	SMES	SC	
«in energia»	Arbitraggio prezzo energia [storage]	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0	0	0	
	Arbitraggio prezzo energia (storage+ FRNP)	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0	0	0	
	Aumento quota autoconsumo energia prodotta da FRNP	1	0,5	1	1	1	1	0,5	0,5	0	0	0	
	Riduzione potenza impegnata	1	0,5	1	1	1	1	0,5	0,5	0	0	0	
	Flessibilizzazione curva di carico («load following» o «peak shaving»)	1	1	1	1	1	0,5	1	0,5	0,5	0	0	0
	Risoluzione congestioni di rete (riduzione MP-FRNP)	1	1	1	1	1	0,5	1	0,5	0,5	0	0	0
	Regolarità/prevedibilità profilo di immissione (sbilanciamento)	1	0,5	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0	0	0
	Regolazione profilo di scambio interfaccia AT/MT	1	0,5	1	1	1	1	1	0,5	0,5	0	0	0
	Differimento (riduzione) investimenti di rete	1	0,5	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	0	0	0
	Partecipazione alla ri-alimentazione del sistema elettrico	1	1	0,5	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Integrazione con i sistemi di difesa	1	1	0,5	1	1	1	1	1	1	0	0	0	
«in potenze»	Risorse per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione	1	0,5	1	1	1	1	0,5	0,5	0	0	0	
	Inerzia sintetica	0,5	0,5	1	1	1	1	1	1	0,5	0	0	
	Regolazione Primaria (frequenza)	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5	0	0	
	Regolazione Secondaria e Terzaria (frequenza-potenza)	1	0,5	1	1	1	1	0,5	0,5	0	0	0	
	Bilanciamento in tempo reale	1	0,5	1	1	1	1	0,5	0,5	0	0	0	
	Regolazione tensione	0,5	0,5	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Qualità della tensione (Backup in CS o in CP)	0	0	0	0	0	0,5	0,5	0,5	0	1	1	1
	Continuità del servizio (Backup in CS o in CP)	0	0	0	0	0	0,5	0,5	0,5	0	1	1	1

Tabella 17 Applicabilità delle diverse tecnologie: 1 piena applicabilità 0.5 parziale applicabilità 0 non applicabile

Infine, se si aggiungono considerazioni relative al grado di maturità tecnologica delle diverse soluzioni di stoccaggio, è possibile ottenere il quadro mostrato nella figura in seguito riportata:

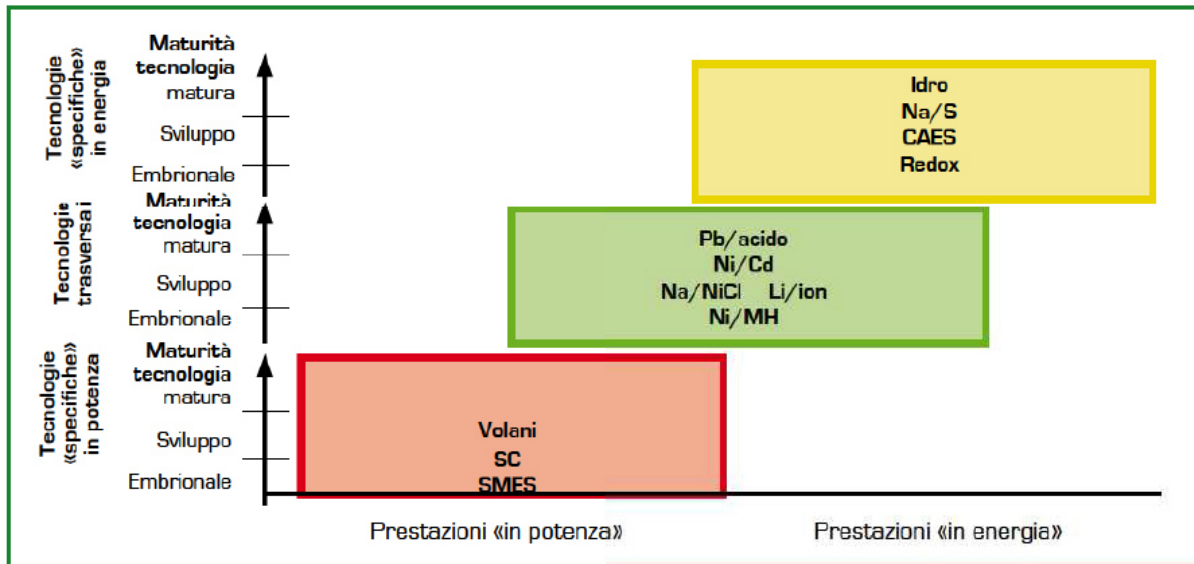


Figura 8 Quadro sinottico delle tecnologie di stoccaggio

Parlando del grado di maturità di una certa tecnologia, si possono definire le seguenti distinzioni:

- Tecnologia “matura”: fa riferimento a soluzioni tecnologiche che ad oggi risultano disponibili commercialmente;
- Tecnologia “in sviluppo”: si riferisce a soluzione attualmente oggetto di sperimentazioni “in field” (all’interno di progetti pilota o altre applicazioni “controllate” su scala ridotta), ma che ad oggi non sono disponibili su scala commerciale;
- Tecnologia “embrionale”: indica soluzioni attualmente in fase di ricerca o iniziale prototipazione.

Guardando in prima battuta alle tecnologie che si prestano principalmente per uno specifico tipo di applicazione, ossia “in potenza” o in “in energia”, si nota che nel primo caso non sono presenti ad oggi sul mercato tecnologie mature; viceversa queste tecnologie si trovano principalmente in uno stadio di sviluppo da laboratorio, con una sporadica presenza di progetti dimostrativi su scala ridotta. A ciò fa da contraltare, nel caso di applicazioni “Energy Intensive”, la presenza di tecnologie in stato di sviluppo avanzato, al più mature come il pompaggio idroelettrico, che già oggi è ampiamente sfruttato a livello internazionale. Infine, le tecnologie “trasversali” si pongono in una situazione intermedia, che vede due tecnologie

più sviluppate (piombo/acido e nichel/cadmio), le quali tuttavia, per le criticità intrinseche che le contraddistinguono saranno verosimilmente affiancate e via via sostituite da nuove soluzioni quali ad esempio le batterie al litio e al sodio/cloruro di nichel.

4 Normativa in Italia e analisi scelte incentivanti estere

4.1 Contesto normativo nazionale

In questo paragrafo si presuppone la necessità di mettere in luce, seppure con notevoli difficoltà quello che il panorama italiano mostra dal punto di vista legislativo a riguardo dei sistemi di accumulo.

Questa analisi risulta di fondamentale importanza in quanto essenziale per determinare il punto tra domanda e offerta, che è esercitato, in maniera molto forte, dal quadro normativo esistente. Questo infatti agisce in diversi modi sulla relazione tra le due parti in quanto:

- Agisce a disegnare i confini della domanda, obbligando talora a pensare a soluzioni di stoccaggio;
- Avvicinare o accelerare, attraverso il meccanismo degli incentivi, il processo di matching;
- Esso può agire sulle condizioni al contorno per creare un ambiente più o meno favorevole allo sviluppo del mercato dello stoccaggio in Italia.

Come anticipato, l'obiettivo perseguito in questo ambito è piuttosto complicato anche per il fatto che l'Italia è uno dei paesi maggiormente all'avanguardia nel settore; per questo motivo il livello di particolarità e adeguatezza nella normativa riportata non può essere assolutamente cercato con sicurezza e precisione in quanto in continua evoluzione.

Detto ciò occorre continuare, affermando quindi che l'obiettivo del capitolo non è quello di fornire un quadro completo ed esaustivo della normativa in essere a fine 2013 ma, quello di vedere come la situazione normativa sia variata negli anni, interessando man mano soggetti sempre diversi, e definendo sempre maggiormente quei contorni che delinearanno in un prossimo futuro quello che sarà l'ambiente normativo vigente in materia di sistemi di stoccaggio.

Nel seguito, a seconda del soggetto interessato verranno riportati i maggiori interventi a livello normativo in ordine cronologico.

Interventi a livello legislativo per i sistemi di accumulo (SdA):

- Decreto MSE del 15/12/2010 (GU n. 4 del 7-1-2011) “Modifica ed aggiornamenti della convezione annessa alla concessione rilasciata alla società Terna per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale” - Articolo 7, comma k: “in particolare la concessionaria, nel rispetto dei principi di trasparenza, neutralità e non discriminazione:

k) realizza e gestisce impianti per l'accumulo e la conversione in energia elettrica, finalizzati a garantire la sicurezza del sistema, il buon funzionamento dello stesso, il massimo sfruttamento della potenza da fonti rinnovabili e l'approvvigionamento di risorse per i servizi di dispacciamento”;

- Articolo 17 del decreto legislativo 28/11: prevede che il gestore del sistema di trasmissione nazionale possa includere nel proprio Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale “sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili”;

- Articolo 36, comma 4, del decreto legislativo 93/11: prevede che “il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie” e che tali sistemi “possono esser realizzati e gestiti anche dai gestori del sistema di distribuzione”.

- DM V Conto Energia stabilisce al comma 1 dell'articolo 11 che “Al fine di assicurare lo sviluppo del fotovoltaico con modalità compatibili con la sicurezza del sistema elettrico, l'AEEG, assicurando il coordinamento con i provvedimenti di pari finalità inerenti le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico nonché le misure di cui agli articoli 17 e 18 del decreto legislativo n.28 del 2011, provvede a definire:

a) Le modalità con cui i soggetti responsabili possono utilizzare dispositivi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell'energia prodotta, nonché per immagazzinare la produzione degli impianti nei casi in cui, a seguito dell'attuazione di quanto previsto alla lettera precedente, siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza;

b) Le modalità con le quali i gestori di rete possono mettere a disposizione dei singoli soggetti responsabili, eventualmente in alternativa alla soluzione precedente, capacità di accumulo presso cabine primarie”

In seguito verranno indicate alcune posizioni chiavi dell'AEEG sui sistemi di accumulo:

- L'AEEG ha più volte fatto riferimento ai SdA (Sistemi di Accumulo), sia elettrochimico che relativamente gli impianti di pompaggio, in documenti di segnalazione e deliberazioni:

a) Nel documento PAS 21/11, si legge che, per risolvere il problema della saturazione reale delle reti, particolarmente lungo le dorsali appenniniche caratterizzate da una forte presenza di impianti eolici, occorre “... sviluppare le reti elettriche e, congiuntamente, può essere opportuno valutare la realizzazione di sistemi di accumulo (in particolare i sistemi di

pompaggio) che consentano di sfruttare al meglio la rete disponibile”. Ancora si afferma che “ in alcuni contesti, peraltro, lo sviluppo delle reti potrebbe non essere lo strumento più efficace per gestire la produzione di energia elettrica da fonti non programmabili. Ad esempio, se tale produzione è fortemente stagionale oppure presenta dei picchi concentrati in poche ore, anziché realizzare nuove reti sostenendo costi rilevanti, potrebbe essere più opportuno analizzare la possibilità di sfruttare la meglio la rete e la flessibilità del parco di generazione disponibile, effettuando azioni di modulazione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili o realizzando sistemi di accumulo (in particolare i sistemi di pompaggio) o sistemi di rilevazione e regolazione dinamica delle reti.”

b) Nel TIT (Testo integrato trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica) i commi 12.5 e 22.5, rispettivamente per gli investimenti per il servizio di distribuzione e per il servizio di trasmissione, prevedono che agli investimenti in sistemi di accumulo sia riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito (2% per 12 anni), qualora detti investimenti rientrino nella tipologia di progetti pilota selezionati secondo le procedure e i criteri di cui rispettivamente agli articoli 13 e 24 del TIT medesimo. La sperimentazione delle possibili soluzioni di sistemi di accumulo applicabili alle reti di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica, previste con gli articoli 13 e 24 del TIT, risponde all’esigenza di acquisire informazioni sulle tecnologie, i costi, i benefici, il dimensionamento, la collocazione ottimale e le modalità di funzionamento dei detti sistemi, testati in campo in vista della definizione di un quadro regolatorio coerente con una eventuale successiva introduzione di sistemi di accumulo nelle reti di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica”

- L’AEEG ha per la prima volta definito una procedura per la selezione di progetti pilota relativi a SdA con la deliberazione 288/2012/R/EEL del 12 luglio 2012:

a) “allo stato attuale, vi è un numero limitato di tecnologie per i SdA che hanno raggiunto lo stadio della commercializzazione, mentre diverse soluzioni tecnologiche sono in fase di sviluppo e pertanto devono essere considerate ad elevato “rischio tecnologico”; in particolare i parametri tecnici rilevanti per i SdA (quali il numero di cicli di vita utile di carica e scarica, il rendimento di detti cicli e il relativo decadimento nel tempo), così come i costi unitari di detti sistemi, non sono, allo stato attuale, noti a priori con sufficiente grado di affidabilità; ... un’installazione estensiva di SdA da parte degli operatori di mercato, che non sia opportunamente preceduta da una fase di sperimentazione su scala ridotta, potrebbe

generare l'insorgere di elevati costi non recuperabili in capo all'utente elettrico". Inoltre i "SdA possono essere funzionali anche alle attività di dispacciamento di impianti di produzione non programmabili come gli impianti da fonti energetiche rinnovabili e in generale, sono potenzialmente in grado di fornire servizi di rete; ...i possibili benefici derivanti dall'introduzione di SdA a supporto delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica sono molteplici e non facilmente valutabili a priori, in quanto eterogenei, non semplicemente sommabili e dipendenti anche dalle specifiche modalità di utilizzo dei sistemi stessi"

b) Requisiti minimi necessari per i progetti pilota di SdA sulla rete di trasmissione:

1. Devono essere inseriti nel Piano di Sviluppo;
2. Devono avere la caratteristica di amovibilità;
3. Devono essere necessari a garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da FRNP nelle more dei necessari potenziamenti di rete;
4. Devono essere complementare a un sistema di controllo dinamico;
5. Devono essere dimensionati per l'accumulo di energia elettrica prodotta e non altrimenti assorbibile e per la regolazione istantanea della frequenza non attuabile con altri interventi.

c) Dal punto di vista tecnico, la Del. 288/2012/R/eel "Procedura e criteri di selezione dei Progetti Pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante" stabilisce:

1. devono fare riferimento a una limitata e ben definita porzione di rete AT soggetta a penetrazione da FER (con sistemi di dynamic thermal rating);
2. devono ridurre le limitazioni da produzione di FER causate da congestioni durante l'esercizio di rete standard (magliata);
3. devono gestire i flussi di energia reattiva sulla rete mediante i convertitori statici (controllo di tensione);
4. in tutte le condizioni operative, devono fornire regolazione primaria di frequenza su una banda del $\pm 5\%$ della potenza nominale degli SdA per almeno 15 minuti;
5. devono prevedere l'installazione di SdA per una potenza nominale complessiva non superiore a 40 MWh.

- Determinazione AEEG 8/2012:

Definisce alcuni aspetti non dettagliati nella delibera 288/2012, tra cui:

1. Termine presentazione istanza di ammissione al trattamento incentivante;
2. Informazioni che dovranno essere fornite nelle istanze;
3. Dati ed indicatori oggetto di monitoraggio nell'ambito dei progetti pilota;
4. Percentuale massima dei costi per il trasferimento dei sistemi di accumulo in altro sito;
5. Entità minima di riduzione della mancata produzione da FRNP da conseguire.

- Delibera ARG/elt 160/11:

Prevede una generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema. Tale revisione potrà abilitare nuove possibilità per gli impianti FRNP (servizi di rete), da implementare anche attraverso l'utilizzo di sistema di stoccaggio.

- Delibera 281/2012/R/efr e s.m.i.:

Definisce il quadro (insieme alle successive Delibere 343/2012/R/efr e 493/2012/R/efr) relativo all'attribuzione dei corrispettivi di sbilanciamento all'energia prodotta da FRNP. Per le tipologie di impianti FRNP su cui gravano gli oneri di sbilanciamento, i sistemi di stoccaggio rappresentano una possibile modalità per ridurre tale onere, o al più azzerarlo in virtù della maggiore prevedibilità del profilo di immissioni in rete dell'energia conseguibile grazie all'accoppiamento di un impianto FRNP e di un sistema di stoccaggio.

Anche nel caso di sistemi di accumulo a livello normativo sono state citate alcune definizioni relative all'utilizzo dei sistemi di accumulo nelle reti elettriche tra cui spiccano:

- TIME SHIFT: acquisto di energia nelle ore in cui il prezzo è basso per rivenderla o utilizzarla nelle ore in cui il prezzo è più alto;
- Integrazione delle rinnovabili: accumulo dell'energia prodotta da impianto FRNP nelle ore in cui il prezzo è basso per rivenderla nelle ore a prezzo più alto;
- Sistemi di ausilio per TSO e DSO: consentono di differire o valutare in modo diverso possibili investimenti sulla rete elettrica: permettono, inoltre, una gestione più regolare dei flussi produttivi.
- Regolazione primaria: i sistemi di accumulo caratterizzati da rapide risposte in potenza potrebbero essere utilizzati per garantire un margine di potenza di riserva per regolazione

in caso di un variazione di frequenza di rete dovuta ad una squilibrio tra generazione e carico;

- Regolazione secondaria: ripristino dei margini di riserva primaria e ristabilimento dei valori di frequenza di regime a seguito dell'attività di regolazione primaria;
- Regolazione terziaria: ripristino dei margini di riserva di regolazione secondaria;
- Supporto di tensione: fornitura del servizio di riserva reattiva per la regolazione primaria e secondaria di tensione;
- Riaccensione del sistema: rimettere in tensione le direttrici di riaccensione dopo un black-out;
- Qualità del servizio: compensazione dei disturbi delle reti di distribuzione (buchi di tensione, sovratensioni, squilibri di tensione) e regolazione di tensione in cabina primaria e lungo linea (reti di distribuzione).

In seguito verrà elencato in modo molto approssimativo l'ambiente normativa che stabilisce legame tra SdA e reti di trasmissione.

- Il primo documento in cui Terna quantifica il "fabbisogno" di SdA è un allegato al Piano di Sviluppo del novembre 2011 in cui viene indicata come necessaria l'installazione di 130 MW;
- Nel Piano di Sviluppo 2012 il fabbisogno minimo necessario sale a 240 MW;
- L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) non approva questo approccio ritenendo gli SdA ancora non maturi e troppo costosi per una installazione di larga scala;
- Il Ministero dello Sviluppo Economico approva circa 75 MW di SdA "sperimentali" (progetti pilota): 35 MW di tipo "Energy Intensive" (contenuti nel Piano di Sviluppo 2011) e 40 MW di tipo "Power Intensive" (contenuti nel Piano di Difesa 2012, di cui 16 MW come prima fase sperimentale e 24 MW come successivo completamento)

Per esemplificare al meglio il significato dei concetti "Power and Energy Intensive" si può considerare la rappresentazione seguente:

- Energy intensive: grande capacità per scambiare potenza su lunghi periodi (ore);



- Power intensive: scambiare grandi potenze per brevi periodi (secondi o minuti).



Nell'immagine seguente viene mostrato come alcune tipologie di accumuli siano più o meno idonee ad applicazioni in potenza o energia e le taglie associate ad una determinata tecnologia.

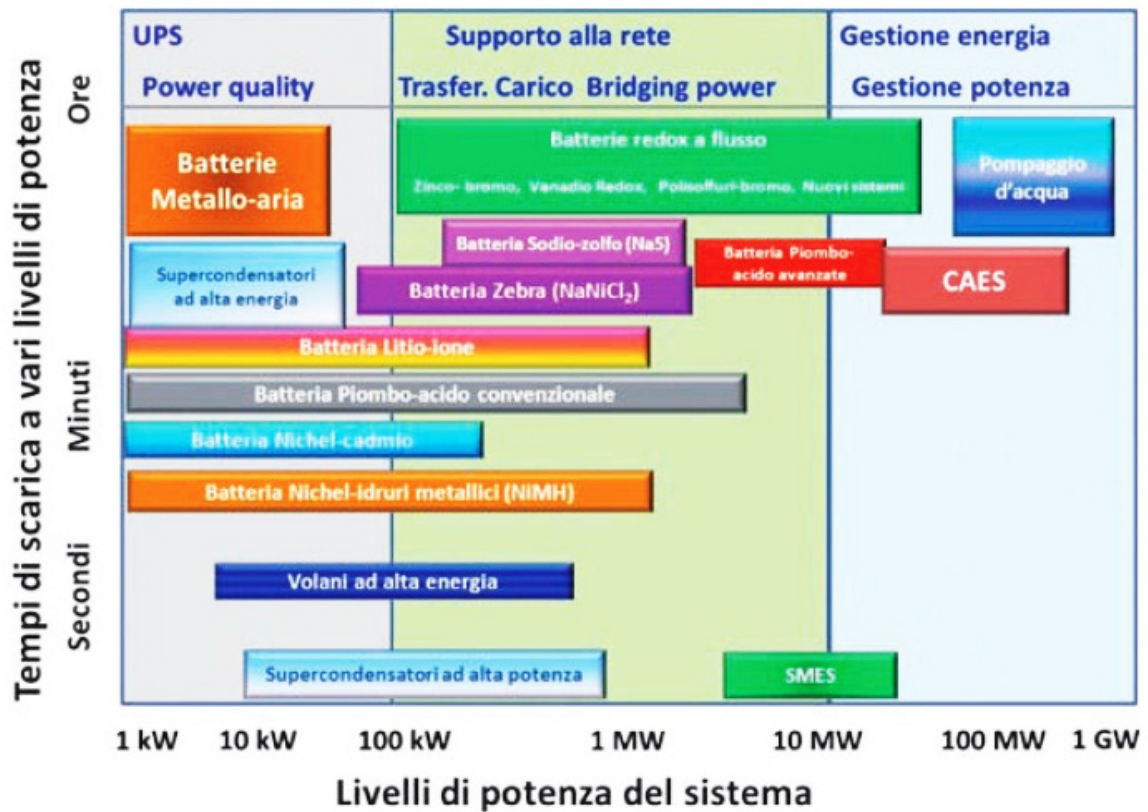


Figura 9 Analisi tipologie accumuli in relazione alla taglia ottimale

- I progetti pilota “Energy Intensive” sono stati definiti con delibera AEEG 66/2013/R/eel (21 febbraio 2013) con extraremunerazione del 2% su WACC base.
- L’obiettivo principale è la riduzione della Mancata Produzione Eolica (MPE) in alcune dorsali della rete di sub trasmissione a 150 kV dove la produzione da fonte eolica è in alcune condizioni superiore alla capacità di trasporto della rete (altri obiettivi sono l’aumento di riserva primaria e terziaria e la regolazione di tensione)

Si tratta di 6 progetti proposti da Terna, per un totale di circa 35 MW, localizzati in alcune stazioni a 150 kV sulle seguenti direttrici (2 SdA-2x6 MW per ciascuna stazione):

1. 2x6 MW/40 MWh Campobasso – Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito;
 2. 2x6 MW/40 MWh Benevento 2 – Bisaccia 380;
 3. 6 MW/40 MWh + 4.8 MW/32 MWh Benevento 2 – Bisaccia 380;
- La tecnologia di accumulo elettrochimico Na/S;
 - Entrata in servizio prevista entro il 2014.
 - I progetti pilota “Power Intensive” sono stati definiti con delibera AEEG 43/2013/R/eel (7 febbraio 2013) e sono stati proposti da Terna nel “Piano per il miglioramento dei Sistemi di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale 2012-2015”;
 - L’obiettivo principale è fronteggiare alcune criticità derivanti da una consistente quota di generazione da fonte rinnovabile in rete: riduzione della potenza regolante disponibile e dell’inerzia del sistema, variabilità dell’immissione in rete, disconnessione intempestiva degli impianti, ecc.
 - Condizioni critiche particolarmente rilevanti in Sicilia e Sardegna, a causa della debole connessione con il continente (solo per la Sicilia) e per le caratteristiche dei carichi (diminuzione del carico interrompibile) e della generazione (alta penetrazione rinnovabile più parco tradizionale poco flessibile);
 - Tali criticità sono attualmente sotto osservazione da parte di AEEG (una istruttoria sul mercato in Sardegna già conclusa e pubblicata e una in corso, estesa alla Sicilia) che ha pubblicato il DCO 368/2013.

Per quanto riguarda i progetti Power Intensity, questi sono stati sviluppati in due fasi distinte con fasi di test che si prolungheranno per diverso tempo; in particolare si ha:

- Prima fase: 8 MW in Sicilia (Caltanissetta) e 8 MW in Sardegna (Ottana)/ + 2% WACC Base
- Seconda fase: ulteriori 12 MW in Sardegna e 12 MW in Sicilia/ +1.5% su WACC Base
- Prova su almeno 2 tecnologie differenti per ciascuna installazione
- Periodo di test di almeno 2 anni.



Figura 11 Indicazione geografica comune di Ottana provincia di Nuoro

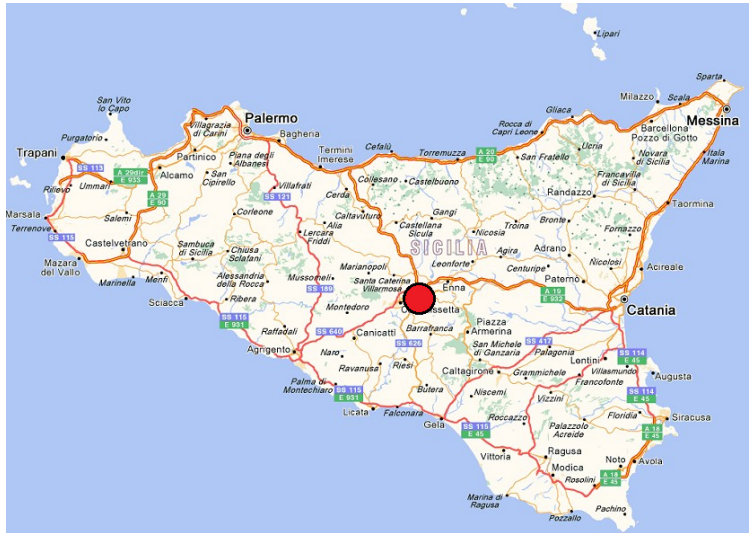


Figura 10 Indicazione sito stazione accumulo Power Intensive Caltanissetta

Presi in considerazione i provvedimenti e le norme fin'ora nate per contemplare e definire il mondo della trasmissione accingiamoci ora ad entrare nel mondo della distribuzione, per poi arrivare fino agli ultimi provvedimenti o meglio orientamenti in materia di accumuli.

Partendo da un po' di storia si ha che la prima installazione sulla rete pubblica coincide con l'apparato SIESTOCCAGGIO installato su una dorsale MT derivata dalla CP di Carpione (Isernia) nell'ambito del progetto finanziato da AEEG.

In seguito le installazioni nate sono riassumibili come:

- progetto europeo GRID4EU: è stato installato un Sda da 1MW/1 MWh in Emilia Romagna;
- Isola di Ventotene: installazione di un SdA da 1MW/0.5 MWh;
- Progetto POI: potenziamento della rete di distribuzione nel sud Italia. Installazione di SdA (max 2MW/2MWh ciascuno) in cabina primaria in Puglia (Campi Salentina), Calabria (Chiaravalle) e Sicilia (Dirillo).

Enel Distribuzione afferma poi che in caso di esito positivo dei progetti pilota considerati verranno prese in considerazione altre 46 installazioni in siti già determinati in base:

- Possibilità di inversione flusso di energia;

- Possibilità di connessione temporanea alla rete;
- Con potenza variabile tra 60-80 MW;
- Entrata in esercizio, 2013-2015;
- 1-2 MVA 1-2 MWh per sottostazioni in AT/MT;

Occorre ora affermare, che evidenziate le scelte in campo di impianti pilota o comunque nel caso di applicazioni di nicchia, queste non saranno, se non solamente come esempio, utilizzabili, al fine di definire quello che una diffusione massiccia sulla rete di questi dispositivi può portare.

Per permettere una diffusione di queste applicazioni, tralasciando il fatto per il momento, che ci sia una necessità concreta di un sostentamento economico bisogna in primis definire quelle che sono generalmente indicate come “regole di connessione alla rete”.

Queste regole sancite rispettivamente nelle norme CEI 0-16 e 0-21, curate dal CT316, rispettivamente per le connessioni alle reti pubbliche in MT e BT, fino a qualche mese fa non mostravano in modo chiaro se era o meno presente la possibilità di accoppiare un sistema di accumulo con un impianto di produzione a fonte rinnovabile, anche se stabilivano in modo chiaro già alcuni servizi che il sistema di accumulo (nel caso di solo utente passivo) viste le caratteristiche proprie può mettere a disposizione. In particolare:

- Regolazione della frequenza (con particolare riguardo alla sottofrequenza): una gestione opportuna dell’immagazzinamento permette di mantenere una potenza di riserva. Questa può essere utilizzata in caso di sottofrequenza. Nel caso di non utilizzo questa può essere resa la sera.
- Regolazione di tensione / potenza reattiva: l’introduzione di un dispositivo di accumulo in un impianto fornisce, grazie essenzialmente all’inverter, la possibilità di scambiare potenza reattiva con la rete, contribuendo all’eventuale necessità di rifasamento dell’impianto e più in generale alla regolazione di tensione;
- Disponibilità di riserva distribuita;
- Miglioramento della partecipazione ai piani di difesa del SEN (Allegato A72) nell’ottica di accumulare l’energia eccedente rispetto all’ordine di modulazione proveniente dal gestore di rete;
- Sbilanciamenti. L’introduzione di un sistema di accumulo migliora la programmabilità e la prevedibilità degli impianti, riducendo così l’ammontare degli sbilanciamenti che costituiscono un onere per il sistema.

Sarebbe utile che accanto alla definizione tecnico-normativa di questi servizi di rete se ne definisse la remunerazione e più in generale la struttura del mercato dei servizi ancillari.

A questo scopo, nel maggio 2013 è stata presentata una domanda al CEI in cui veniva citato:

“Con la presente si è a richiedere un parere circa la compatibilità alla norma CEI 0-21 di un sistema di produzione dell’energia elettrica connesso alla rete elettrica con obbligo di connessione di terzi in bassa tensione con un unico inverter sul cui lato in corrente continua risultino collegati un sistema di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica e un sistema di accumulo elettrochimico della produzione effettuata. L’inverter risponderà ovviamente alle caratteristiche tecniche e funzionali indicate della predetta norma così come riprese, ai fini della relazione delle regole tecniche di connessione alle reti, da ciascuna impresa distributrice nel rispetto delle disposizioni di cui all’Allegato A70 del codice di rete Terna.”

La risposta pervenuta afferma:

“Nelle more della definizione di opportune prescrizioni specifiche nella Norma CEI 0-21 (ed ev.te 0-16) il CT316 non ravvisa alcuna incompatibilità tra la predetta Norma CEI 0-21 e soluzioni impiantistiche che prevedano l’impiego di sistemi di accumulo sul lato CC degli inverter destinati a produzione, per esempio da fotovoltaico.

In simili soluzioni si segnala la necessità che, ai fini di una corretta misurazione dell’energia elettrica prodotta dal complesso (pannelli + accumulo), il misuratore M2 (qualora presente) sia di tipo bidirezionale, per poter scomputare l’energia accumulata/rilasciata dal SdA”.

Come ovvio questa risposta non vincola il CEI a non emettere, in corso di successivi lavori normativi, ulteriori prescrizioni circa l’impiego di sistemi di accumulo sulle reti elettriche.

Visto che l’argomento in questione è molto sentito, raccolte numerose istanze il CT316 ha deciso di iniziare discussioni sui SdA cercando di arrivare in breve tempo alle prime proposte normative (adeguamenti) al fine di rendere più adeguate le norme CEI 0-16 e CEI 0-21, cosa che è stata raggiunta già a fine 2013, in cui è stato emanato il decreto 613/2013/R/eel in cui sono contenute le prime disposizioni relative ai sistemi di accumulo. Essendo questo, il primo e anche il più approfondito documento in tema di smart grid e accumuli si reputa in questa sede fondamentale riportare i punti principali contenuti all’interno del documento stesso:

- E’ segnalata la variazione delle norme CEI 0-16 e 0-21 ed III secondo le Varianti 1 e 2.

Tali varianti hanno l’obiettivo di evidenziare le diverse modalità e configurazioni secondo cui possono essere installati i sistemi di accumulo presso un impianto di produzione di energia

elettrica e di definire gli schemi di installazione delle apparecchiature di misura nel caso in cui si rendesse necessario misurare separatamente l'energia elettrica prodotta dagli altri gruppi di generazione di energia elettrica e l'energia elettrica prelevata, accumulata, rilasciata e nuovamente immessa in rete dai sistemi di accumulo. In particolare, sulla base di quanto indicato dal CEI, è possibile individuare le seguenti modalità e configurazioni:

a) in relazione alla provenienza dell'energia elettrica che alimenta i sistemi di accumulo, si possono individuare:

- sistemi di accumulo installati in modo tale da essere alimentati esclusivamente dall'impianto di produzione di energia elettrica presso cui sono installati;
- sistemi di accumulo installati in modo tale da poter essere alimentati sia dall'impianto di produzione di energia elettrica sia dall'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica;

b) in relazione alla posizione in cui sono installati, si possono individuare:

- sistemi di accumulo posizionati tra l'impianto di produzione e il misuratore dell'energia elettrica prodotta (di seguito: sistemi di accumulo lato produzione);
- sistemi di accumulo posizionati tra il misuratore dell'energia elettrica prodotta e il misuratore dell'energia elettrica scambiata con la rete pubblica.

Nel frattempo, alcuni produttori di energia elettrica hanno manifestato al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) la volontà di installare sistemi di accumulo e, pertanto, hanno richiesto al medesimo GSE, in particolare, chiarimenti in merito all'erogazione di incentivi in presenza di sistemi di accumulo. Il GSE, con comunicato pubblicato sul proprio sito *internet* il 20 settembre 2013, ha informato che *“Con riferimento alle richieste di chiarimenti pervenute al GSE in merito alla possibilità d'installazione di sistemi di accumulo su impianti già ammessi agli incentivi, si precisa quanto segue. Nelle more della definizione e della completa attuazione del quadro normativo e delle regole applicative del GSE per l'utilizzo dei dispositivi di accumulo,*

ai fini della corretta erogazione degli incentivi, non è consentita alcuna variazione di configurazione impiantistica che possa modificare i flussi dell'energia prodotta e immessa in rete dal medesimo impianto, come ad esempio la ricarica dei sistemi di accumulo tramite l'energia elettrica prelevata dalla rete. A tal proposito si rammenta che il GSE, nel caso in cui dovesse accertarne la sussistenza, nell'ambito delle verifiche effettuate ai sensi dell'art.

42 del Decreto Legislativo 28/2011, applicherà le sanzioni previste dal medesimo articolo, ivi inclusa la decadenza dal diritto agli incentivi e il recupero delle somme già erogate.”.

Con il presente documento per la consultazione, l’Autorità intende esprimere i propri orientamenti in relazione alle modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica nel caso di sistemi di accumulo, anche diversi dai pompaggi, installati singolarmente o presso un centro di consumo o presso un impianto di produzione di energia elettrica, nonché alle misure dell’energia elettrica ulteriori eventualmente necessarie per la corretta erogazione di strumenti incentivanti o di regimi commerciali speciali, definendo anche come trovano applicazione le Norme appena implementate dal CEI al riguardo.

Il presente documento non riguarda i sistemi di accumulo installati da gestori di rete nell’ambito di progetti pilota a seguito di un processo di selezione definito dall’Autorità.

Questa situazione ha sollevato una discussione abbastanza accesa che è risolta in un’interrogazione in data 14 ottobre 2013 del Pres. Della VII Commissione Ambiente della Camera Ermete Realacci rivolta al Ministro dello Sviluppo Economico in cui si segnala come:

- una disposizione di tale natura da parte del GSE non possa essere oggetto di una semplice news sul proprio portale, ma debba essere contenuta in un documento ufficiale attuativo delle regole che il GSE ha mandato di emettere e pubblicare;
- si ritiene che, ai fini dell’erogazione della tariffa incentivante per la produzione di energia elettrica da FER, non rientri nel mandato del GSE vietare l’installazione di apparecchiature nell’ambito dell’impianto di utente attivo;
- si rileva come in tale situazione il mandato del GSE (nel suo ruolo di garante della corretta erogazione delle tariffe incentivanti alle FER) debba circostanziarsi nell’indicare all’AEEG che deve deliberare in merito a numero, posizionamento, caratteristiche e tipologia degli strumenti di misura (contatori bidirezionali in assetto antifrode fiscale) per erogare correttamente gli incentivi previsti dalle norme di legge;
- l’ambito normativo tecnico relativo ai sistemi di accumulo, che compete al CEI, non nega il diritto all’utente di installare nel proprio impianto un sistema di accumulo, anche in assenza di norme;
- cosa intenda fare il Ministero dello Sviluppo Economico, per quanto di propria competenza, affinché da parte dell’AEEG e del GSE, vengano emanati nel più breve tempo possibile gli indispensabili provvedimenti regolamentari ed attuativi, in modo da considerare il quadro regolatorio sulle modalità di connessione alla rete elettrica dei sistemi di accumulo a

batteria abbinati a impianto rinnovabili (in particolare fotovoltaici) in ambito sia di residenziale che commerciale e industriale.

Ed ecco che a seguito di questa sollecitazione, due mesi dopo si è arrivati al primo documento del quale stiamo trattando nel quale comunque si lascia spazio a consigli e solleciti da parte degli utenti e aziende riguardo le domande “non risposte” presenti all’interno del documento.

Nello stesso sono definite alcune disposizioni; queste sono da intendersi come poco più di linee guida, finalizzate in modo che, i sistemi di accumulo possano essere gestiti nell’ambito dell’erogazione del pubblico servizio, con particolare riferimento alle condizioni per l’accesso e l’utilizzo delle reti; a seguito delle fasi iniziali di implementazione, sulla base dei nuovi elementi che si renderanno disponibili, sarà necessario rivalutare le prime disposizioni, per affinarle e renderle più coerenti con i predetti eventuali nuovi elementi.

Queste indicazioni sono divise in paragrafi come segue:

- Connessione dei sistemi di accumulo alle reti pubbliche: si ritiene necessario introdurre modifiche alle regole di connessione mostrate nel TICA aggiungendo eventuali specifiche relative all’accumulo, quali ad esempio la taglia nominale dello stesso;
- Condizioni per l’erogazione del servizio di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica prelevata dai sistemi di accumulo: nel caso in cui i prelievi di energia elettrica siano destinati ad alimentare esclusivamente i sistemi di accumulo, in relazione all’erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, si ritiene opportuno applicare, per equità di trattamento, quanto previsto dall’articolo 19 del TIT per i prelievi degli impianti di pompaggio;
- Condizioni per l’erogazione del servizio di dispacciamento in presenza di sistemi di accumulo: Ai fini dell’erogazione del servizio di dispacciamento e di quanto previsto dall’Allegato A alla deliberazione 111/06 nonché dal TIS, si ritiene opportuno prevedere che, in generale e per equità di trattamento, i sistemi di accumulo siano equiparati agli impianti di pompaggio. In generale il sistema di accumulo è considerato alla stregua di una unità di produzione programmabile o no a seconda del caso;
- Disposizioni inerenti l’erogazione del servizio di misura in presenza di sistemi di accumulo: in questo paragrafo non viene stabilita la nuova strumentazione di misura ma viene indicato come modificare l’attuale per renderla adatta alla nuova situazione di lavoro;
- Condizioni per l’utilizzo di sistemi di accumulo in presenza di impianti incentivati: questo è il paragrafo più critico essendo il punto cruciale per una diffusione di massa di questi

sistemi; allo stato attuale risulta ancora valida la “considerazione” definita nella news sopra riportata del GSE;

- Condizioni per l’utilizzo di sistemi di accumulo in presenza di impianti che accedono allo scambio sul posto, ovvero al ritiro dedicato, ovvero beneficiano dei prezzi minimi garantiti;
- Condizioni per l’utilizzo di sistemi di accumulo in presenza di impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- Considerazioni relative all’applicazione del TISSPC in presenza di sistemi di accumulo;
- Considerazioni relative all’aggiornamento dei sistemi informatici e dei flussi informativi.

Per trarre una conclusione, alla fine di questo paragrafo si può, credo con tranquillità, affermare che non esiste ancora una normativa completa che gestisce o meglio permette di gestire anche in modo interpretativo il panorama dell’accumulo nel caso di accoppiamento con fonti rinnovabili mentre sono definite, almeno a rigor di logica le modalità di connessione alla rete nel caso di utente passivo. Meglio, si può affermare che esiste la possibilità concreta di installare impianti a fonte rinnovabile con sistemi di accumulo ex novo ma non è consentito aggiornar i nuovi per migliorarne la gestione del flusso energetico (fattore critico, vista la situazione attuale di mercato ed economica del Paese, dove sarebbe più plausibile pensare ad un elevato numero di installazioni su impianti esistenti rispetto ai nuovi).

Nel caso di impianti ex novo poi non è assolutamente definita una modalità incentivante a sostegno di questa tecnologia che come verrà evidenziato nei casi di studio successivi non riesce, in ottica economica, con prezzi di mercato realistici (quali quelli indicati nel Capitolo precedente) a sostenersi da sola.

Considerato questo, e “sentendo” il fermento che è presente nell’ambito elettrico riguardo a queste questioni è auspicabile una definizione a breve di tutto quello che ora è assente permettendo, magari a seguito di un modello di sostentamento mirato, lo sviluppo della tecnologia in questione come in piccola parte è stato fatto in Germania e California in cui sono stati elaborati dei meccanismi finanziari per installazioni di impianti fotovoltaici con accumulo.

4.2 Modello incentivante tedesco

In Germania dal 1 maggio 2013 sono attivi gli incentivi associati al programma 275.

Questo programma si propone di supportare finanziariamente sistemi di stoccaggio residenziali uniti ad impianti fotovoltaici, con un budget di 50 M€ in 2 anni da reperire attraverso l'ETS (Emissions Trading Scheme).



In questo sistema viene erogato un finanziamento fino al 100% del costo dell'investimento complessivo a tasso agevolato e un rimborso massimo del 30% del costo del RESS; il finanziamento è fornito dalla principale banca tedesca, la Banca di Stato KfW, e dal ministero dell'ambiente tedesco.

Gli impianti PV dovranno avere taglia massima di 30 kW e limitare la potenza immettibile in rete al 60% della potenza nominale; dovranno inoltre essere dotati di inverter controllabili da remoto e attivabili per servizi di rete; gli impianti che possono accedervi possono essere sia di privati cittadini, società nazionali e straniere, agricoltori, professionisti.

Per capire meglio com'è articolato il programma in questione si riporta quanto segue:

- Lo schema si compone di un finanziamento a tasso agevolato, erogato dalla banca di stato KfW, e di un rimborso del costo del sistema di accumulo, strutturato come copertura da parte del Ministro dell'Ambiente di una quota del finanziamento (se ci si finanzia con capitale proprio si deve comunque chiedere un prestito pari all'ammontare del rimborso). Come detto l'ammontare complessivo dei fondi erogati è di 25 M€ per il 2013 e 25 M€ per il 2014;
- Il prestito può essere richiesto presso una qualunque banca, prima dell'inizio del progetto; copre il 100% dell'investimento e può avere durata di 5, 10, 20 anni, con un tasso che varia tra l'1.5% e il 7% a seconda del merito di credito del richiedente;
- Il rimborso è fissato pari al 30% del costo del sistema di stoccaggio, fino ad un massimo di 600 € al kW di potenza dell'impianto PV associato. Per esempio con un impianto di 5 kWp, il rimborso massimo ottenibile è di 3000 €;
- Lo schema incentivante è esteso anche agli impianti fotovoltaici installati dopo il 31 dicembre 2012, con un rimborso di 660 € per kW di potenza installata;
- Per essere ammesso allo schema, l'impianto PV deve limitare la potenza in immissione al 60% della nominale per tutta la vita dell'impianto. Il sistema RESS deve avere un minimo di

7 anni di garanzia e non può essere un prototipo; l'inverter deve essere controllabile da remoto: tramite un'interfaccia open source si deve poter riaggiustare il valor di potenza attiva e reattiva in funzione di tensione e frequenza di rete;

- Il programma è entrato in vigore il 1° maggio 2013, sebbene si temesse di doverlo posticipare per mancanza di risorse. Dal sistema ETS, che dovrebbe finanziare il progetto, si è ottenuto nel 2012, infatti, un gettito inferiore alle previsioni.

Insieme al programma 275 in Germania è partita anche la Energy Storage Funding Initiative che è un programma ministeriale per favorire la ricerca sui sistemi di accumulo di tutte le tecnologie, questo è nato per:

- Volontà di accelerare la diffusione dell'energia rinnovabile in Germania, ottimizzandone l'integrazione nel sistema energetico. L'obiettivo è quello di raggiungere una copertura da fonti rinnovabili pari all'80% della domanda elettrica attesa in Germania al 2050;

- La diffusione delle infrastrutture di accumulo sarà importante nel medio - lungo periodo per salvaguardare la sicurezza e l'affidabilità della fornitura elettrica;

- Nella prima fase, fino al 2014, i tre ministeri elargiranno un totale di 200 M€ per l'iniziativa; gestiranno il programma congiuntamente, in modo da assicurare che il supporto sia fornito in modo mirato ed efficiente. Il target è rappresentato da progetti di ricerca finalizzati a sviluppare un ampio spettro di tecnologie di accumulo per elettricità, calore ed altre forme di energia.

- Secondo uno studio del Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, accumulare in batterie l'energia in eccesso permetterebbe di ridurre i picchi nella generazione elettrica del 40% e di ridurre la capacità richiesta alla rete del 66%.

I risultati ottenuti nel giro di pochissimo tempo sono entusiasmanti anche se i fondi effettivamente messi a disposizione per il programma 275 sono davvero limitati; ad inizio settembre si scriveva: "Per le famiglie che sperano di sfruttare il sussidio quest'anno, però, potrebbe essere già troppo tardi, dal momento che 18,7 dei 25 milioni di incentivi previsti per il 2013 sono già stati assegnati. Secondo l'associazione Bundesverband Solarwirtschaft, inoltre, ci sono ancora altre 4.800 domande in attesa di approvazione, a fronte delle 1.100 che hanno già ottenuto il finanziamento".

Un qualcosa di grandioso se si pensa associato ad una tecnologia così poco conosciuta ed ancora costosa; l'Italia cosa aspetta?

4.3 Modello incentivante statunitense (California)

Schema incentivante SGIP

- Descrizione: il programma si propone di finanziare molte tecnologie capaci di ridurre le emissioni climalteranti e tra queste è incluso l'accumulo; Il budget 2011-2014 è di 77,2 M\$.
- Schema incentivante: incentivo allo stoccaggio proporzionale alla capacità installata di importo pari a 1,8 \$/W; il destinatario può accedere anche all'esenzione fiscale del 30%, ma deve sostenere almeno il 40% dell'investimento;
- Responsabili: i fondi sono dati in gestione ai 4 distributori locali;
- Requisiti: non esiste un limite alla taglia dei progetti da presentare (ma si finanziano al massimo i primi 3 MW), ma devono avere un livello di emissioni inferiore a 379 Kg_{CO2}/MWh; la batteria deve garantire un'efficienza del 63,5% e una durata di scarica minima di 2 ore;
- Partecipanti: tutti i clienti di qualunque tipo dei distributori considerati e le municipalità servite da questi;
- Tempistiche: l'incentivo attuale è in vigore da Gennaio 2013 e continuerà fino al 2016, con una riduzione annuale del 10%;
- Fondi: lo stanziamento dei fondi è stato approvato dall'Autorità dell'Energia Californiana (CPUC, California Public Utilities Commission) (fondi reperiti in bolletta).



Cerchiamo, come fatto in precedenza di spiegare con maggiore dettaglio, il Self Generation Incentive Program (SGIP):

- E' un meccanismo incentivante introdotto in California nel 2001 per sopperire alla carenza di potenza di generazione, stimolando l'auto generazione. Nel 2011 è stata modificata la finalità del programma, ora destinato a ridurre le emissioni climalteranti installando delle nuove tecnologie innovative "oltre" il contatore;
- Le tecnologie considerate sono suddivise in 2 categorie: renewable and emerging technologies (75% del budget) e Non-renewable fueled Conventional CHP projects (25% del budget). Gli Advance Energy Stoccaggio (AES) sono inclusi nella prima categoria;
- I fondi stanziati per il periodo 2011-2014 (70M\$) sono forniti a 4 società di distribuzione californiane;

- I progetti sono finanziati tramite un incentivo sulla capacità installata (per lo stoccaggio risulta pari a 1.8 \$/W), maggiorabile del 20% se l'impianto è acquistato da un fornitore californiano. L'importo massimo erogabile per un singolo progetto è di 5 M\$. per i richiedenti è possibile accedere anche allo sgravio fiscale fino al 30% dell'investimento;
- L'assegnazione dei fondi avviene sequenzialmente fino ad esaurimento. La richiesta può essere presentata non appena il sistema è installato e il finanziamento viene erogato circa 30 giorni dopo l'esito positivo del sopralluogo;
- Ai sistemi di stoccaggio sono richiesti requisiti specifici per avere diritto agli incentivi; questi devono essere in grado di fornire energia alla potenza di targa per almeno 2 ore e scaricarsi completamente almeno una volta al giorno e se legati a impianti eolici, devono sopportare centinaia di cicli parziali al giorno;
- L'efficienza de ciclo di scarica non deve essere inferiore al 63.5%;
- Gli AES possono essere installati stand-alone oppure legati ad impianti fotovoltaici o a qualunque altra tecnologia di generazione sostenuta dal programma SGIP. Essi devono essere installati in parallelo con la rete, per cui possono caricarsi o con la rete o con un impianto associato e scaricare l'energia per coprire i carichi;
- Nel caso di applicazione stand-alone, la regolamentazione suggerisce di dimensionare il sistema di accumulo sulla base del picco di consumo dell'anno precedente da parte dell'utenza. Nel caso in cui il sistema sia legato ad un generatore, la dimensione non deve essere inferiore all'impianto associato;
- Non si pone alcun limite alla taglia degli impianti incentivabili, sebbene solamente per quelli sotto 1 MW si fornisce il calore pieno della tariffa, mentre questa viene ridotta al 50% tra 1 e 2 MW e al 25% tra 2 e 3 MW, mentre non si fornisce alcun incentivo per potenze oltre ai 3 MW;
- Solamente per potenze inferiori ai 30 kW viene erogato immediatamente tutto l'incentivo, mentre, per potenze superiori, il 50% è legato a dei KPI sul finanziamento.

Anche in questo caso, il programma ha mostrato un buon interesse, per cui viene ancora da chiedersi se anche a livello italiano non valga la pena prendere una direzione simile a queste già percorse in altri Paesi.

5 Case Study

Una volta data un'occhiata interpretativa sullo scenario delle diverse tecnologie adottabili per i diversi scopi tralasciamo per un attimo la teoria e lanciamoci verso l'analisi di possibili casi di lavoro reali che porteranno alle conclusioni che verranno mostrate in seguito e che danno luce alle scelte incentivanti dei paesi stranieri in termini di accumuli e fonti rinnovabili.

I casi di studio che andremo ad analizzare saranno i seguenti:

- Fotovoltaico domestico;
- Fotovoltaico industriale;
- Eolico con taglia soggetta ad oneri di sbilanciamento (sarà un'analisi molto meno particolareggiata delle precedenti).

5.1 Analisi caso FV+ESS caso domestico

L'analisi fatta inizialmente si basa su una possibile integrazione di un dispositivo di accumulo di tipo elettrochimico con un impianto fotovoltaico "classico" andando a valutare le conseguenze che questo comporta in ottica economica.

In base alla disponibilità di informazioni a disposizione, il primo passo, per arrivare all'analisi cercata, è stato quello di ricavare una curva media di consumo domestico da sovrapporre alla curva di produzione di un impianto FV che immaginiamo già presente; per fare questo si è passati attraverso un'analisi accurata di tutte le linee gestite da AGSM Verona Spa; il procedimento seguito può essere riassunto come segue.

Le informazioni a cui potevamo accedere erano legate alle correnti in uscita dalle CP (cabine primarie) che erano catalogate su base oraria (media di quattro misure al quarto d'ora); come arco temporale è stato scelto l'anno 2012.

In altri database, presenti in azienda erano catalogate tutte le utenze collegate alle diverse linee gestite con informazioni relative alla tipologia di utenza (domestica, industriale, e livello di tensione della fornitura), alle potenze contrattuali, potenza disponibile e ad una stima dell'energia annuale consumata (basato su logiche empiriche).

Il primo passo è stato quello di scegliere tra tutte le linee possibili quelle che presentavano una caratteristica di utenze adeguate ed in particolare si è cercato quelle con una percentuale di utenze domestiche molto elevata (in relazioni alle potenze contrattuali di quest'ultime).

Vista poi la disponibilità di dati relativi all'energia consumata su base annuale (stima), oltre all'analisi in base alla potenza contrattuale, è stato fatto un piccolo controllo anche in base all'energia che ha permesso di confermare che le linee che erano state selezionate su base diversa erano molto buone anche in quest'ottica.

Per scegliere in modo definitivo una delle linee che erano state inizialmente selezionate, è stato fatto un ulteriore controllo completamente svincolato dai precedenti per analizzare se la linea durante l'arco di tempo considerato ha subito o meno variazioni topologiche considerevoli che potrebbero invalidare parte dei dati a nostra disposizione.

Per fare ciò si è scelto di analizzare eventuali discontinuità di assorbimento di energia tra giorni consecutivi e tra lo stesso giorno a distanza di una settimana precedente e seguente, ponendo particolare attenzione a quei casi in cui queste presentassero valori non "consoni" e non riconducibili a festività presenti durante l'arco dell'anno.

Oltre ad un controllo giornaliero è stato fatto anche un controllo più particolareggiato, su base oraria, con gli stesso criteri, che poi è stato "esteso" ad una base giornaliera per essere integrato ai controlli giornalieri indicati precedentemente.

Alla fine di questo procedimento la linea che era stata scelta in base ai criteri precedenti (potenza ed energia associata ad utenze domestiche) si è dimostrata ottima anche in base a questa ottica.

A questo punto, scelta la linea, si è continuato analizzando le utenze non domestiche, di cui non si potevano avere informazioni precise della tipologia di utenza reale (generalmente classificata come industriale) e si sono estratti tutti gli assorbimenti in termini di energia attiva (potenza assorbita media oraria) delle utenze di cui per normativa si ha l'obbligo di monitorare e salvare i consumi di energia durante l'anno, ossia tutte le utenze con potenza contrattuale superiore ai 55 kW.

Una volta avute a disposizione queste informazioni, gli assorbimenti di corrente dalla cabine primarie, tradotti in consumi di energia orari con l'ausilio della tensione di esercizio della linea considerata, sono stati depurati dalle utenze industriali "grosse" ottenendo dei consumi con percentuali di domestico superiori all'80% sia in base alla potenza contrattuale che energia assorbita (stima).

Con l'ausilio del controllo orario effettuato in precedenza, in relazione alla linea scelta, si sono ricavati dei giorni caratteristici (feriale, prefestivo e festivo) per ogni mese in modo da evitare i problemi relativi a quei giorni in cui per diversi problemi non si avevano dati a

disposizione oppure si erano rilevate delle anomalie, arrivando quindi ad un andamento mediato anche sui singoli giorni del mese.

Dopo questo lavoro non sono stati presi ulteriori accorgimenti e la curva relativa a tutte le utenze collegate alla linea considerata da adesso in avanti, è stata presa come curva base per lo studio effettuato.

Ora si hanno informazioni complessive sulla linea cioè si ha a disposizione un foglio Excel in cui sono presenti dati relativi ai consumi orari di “tutti” i giorni dell’anno 2012, relative a tutte le utenze alimentate da quella linea, ossia si hanno a disposizione gli andamenti giornalieri, mensili ed annuali dell’energia assorbita, che in seguito, come anticipato, andranno confrontati con le curve di produzione di un impianto fotovoltaico che immagineremo di avere a disposizione.

Ora per lavorare sulla singola utenza, ossia per avere la curva di consumo su base annuale con sensibilità oraria dell’utenza domestica media, si è continuato ipotizzando un consumo annuale di un’utenza classica (kWh annui) e si è usato questo per “scalare” i dati complessivi arrivando quindi ad una curva omotetica riportata al consumo ipotizzato.

Una serie di grafici che indicano quanto ottenuto fino a questo punto sono mostrati in seguito dove sono evidenziati andamenti caratteristici di diversi periodi dell’anno (andamenti relativo ad un consumo ipotizzato di 4000 kWh)

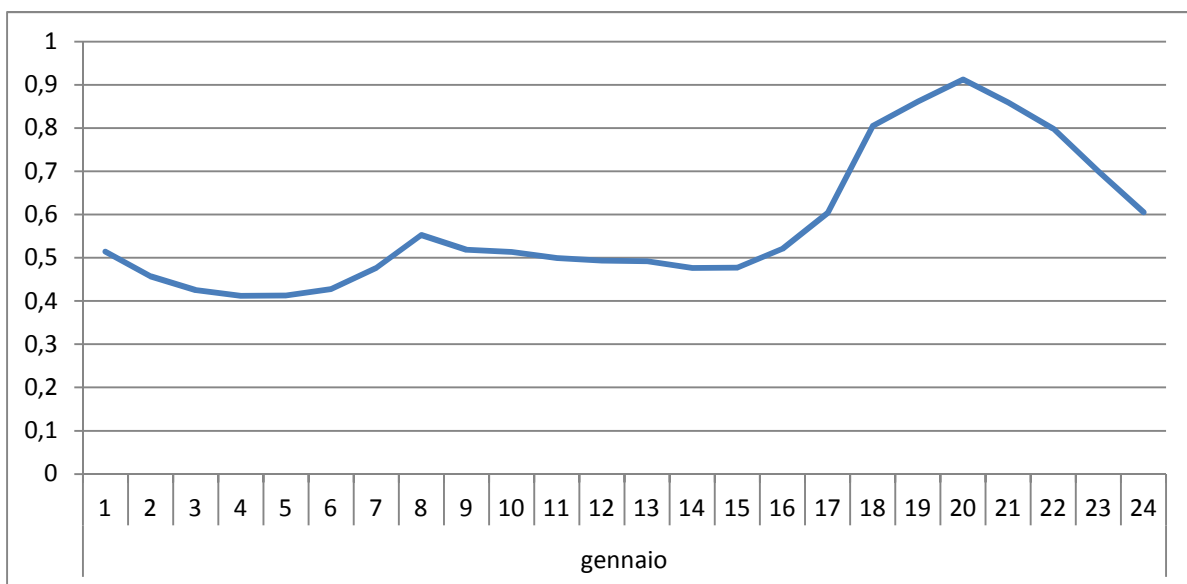


Figura 12 Andamento potenza giornata feriale mese di gennaio

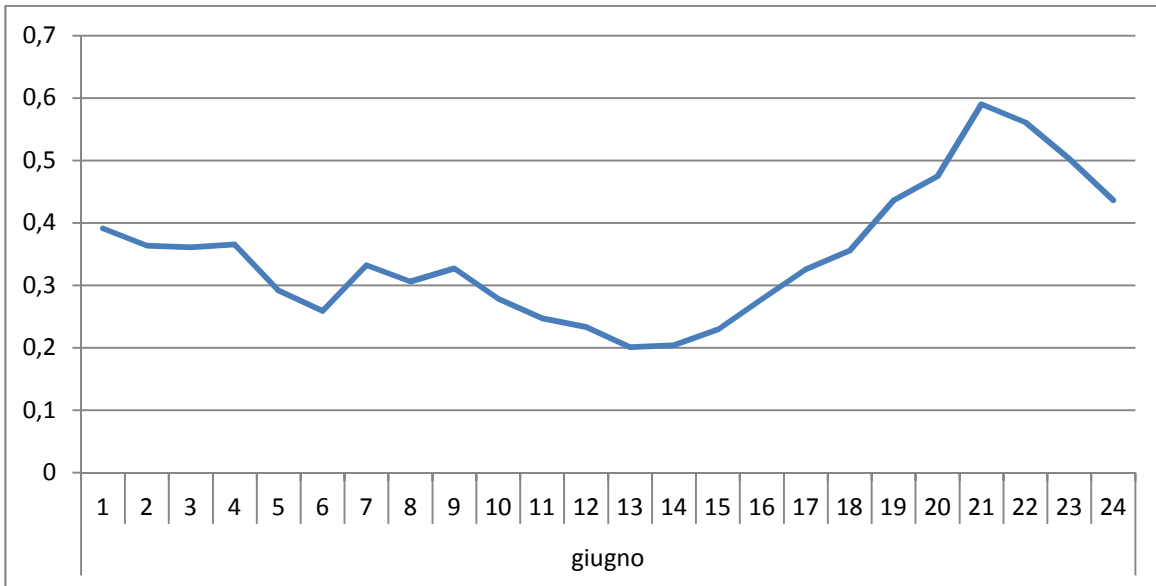


Figura 13 Andamento potenza giornata prefestiva mese di giugno

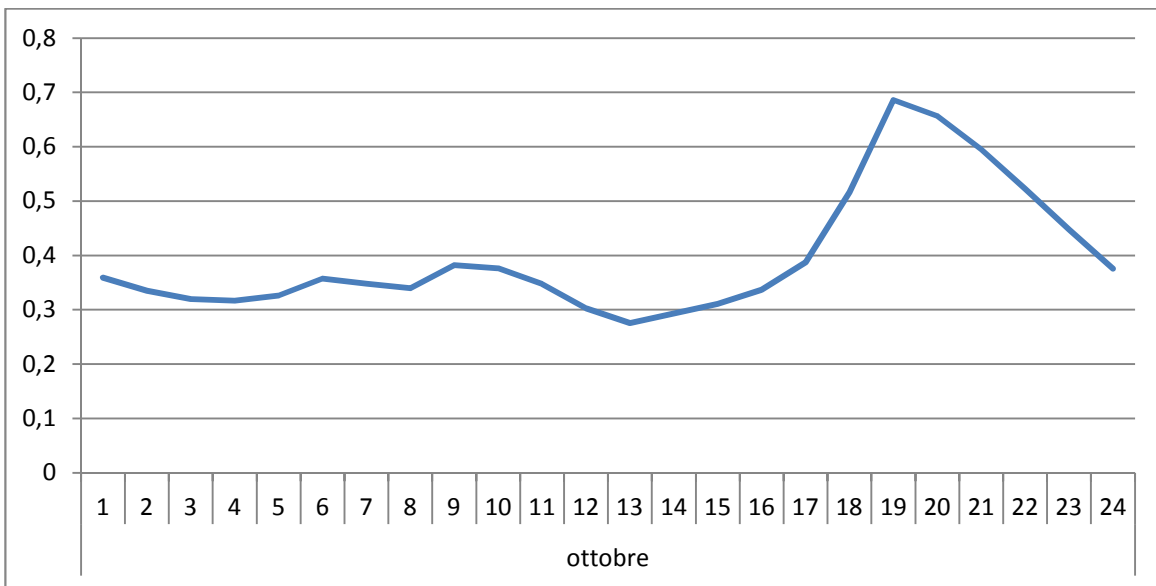


Figura 14 Andamento potenza giornata feriale mese di novembre

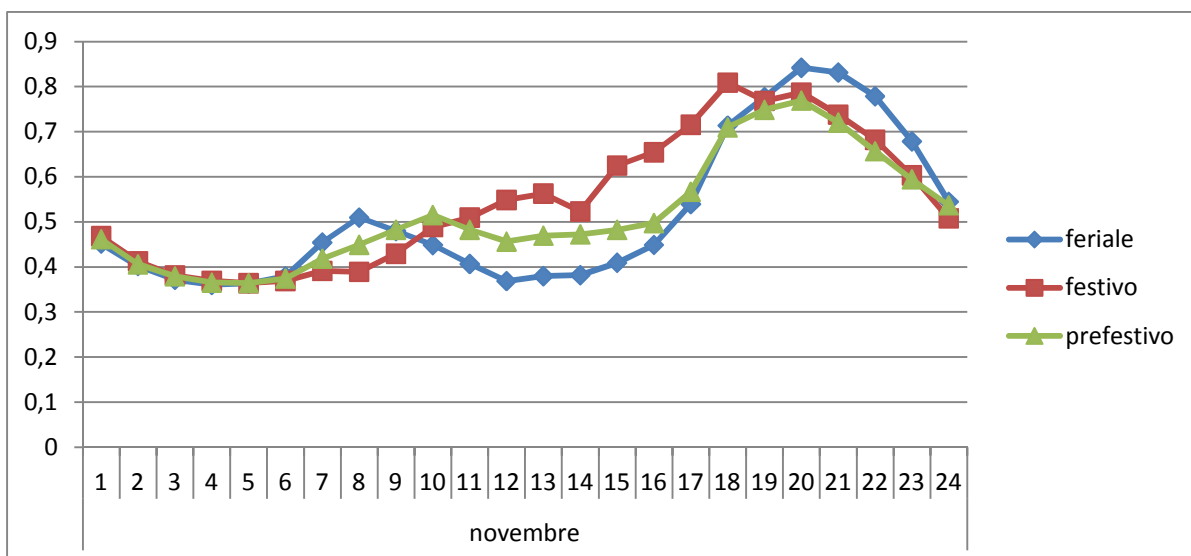


Figura 15 Confronto andamenti diversi giorni mese di novembre

Una piccola osservazione che può essere fatta a questo punto riguarda la scelta di non usare gli assorbimenti reali ma prendere i consumi medi su tre giorni caratteristici per ogni mese dell'anno (feriale, prefestivo e festivo): questa scelta si basa sul fatto che le informazioni relative alla produzione FV che poi verranno utilizzati saranno ricavati da PVGIS; questo è un database che fornisce diversi parametri (radianza globale, radianza globale a cielo sereno,...) con dati al quarto d'ora sulle 24 ore di un giorno medio di ogni mese.

In base a questi dati che sapevamo poter ottenere, la scelta si è spostata globalmente verso un'analisi media che sembrava essere non troppo imprecisa e discordante con i dati a nostra disposizione e in base all'obiettivo prefissato che volgeva verso un'analisi ad ampia veduta e non precisa del fenomeno.

Detto ciò, si è poi passati alla creazione delle curve di produzione di un impianto FV a partire da dati ricavati da PVGIS: impostata la posizione (Verona), azimuth e tilt pari a 0° (restiamo con un'analisi molto generica senza soffermarci su un caso specifico che avrebbe poco senso visto i risultati che rincorriamo), andiamo a riassumere i dati forniti e in particolare l'irradianza globale su piano fisso (W/m^2) che sembra essere, anche se cautelativo, molto utile per la nostra analisi.

Scelto ora un pannello standard, di dimensioni e potenza di picco definite si è convertito il dato di radianza espresso in W/m^2 in un dato in W/Wp che risulterà molto più comodo per avere una corrispondenza immediata del rendimento del sistema installato (modulo fotovoltaico e sistema di conversione e connessione alla rete).

Mentre il rendimento del pannello può essere ricavato in base ai dati a disposizione come:

$$\eta = \frac{P_m [W_p]}{l [m] \times l [m] \times 1000 [W_p/m^2]}$$

quello dell'insieme inverter, cavi, e dispositivi di protezione deve essere scelto e in base all'esperienza ed è stato impostato pari all'85%.

Quello che è stato ricavato fino ad ora, per quanto concerne la produzione da FV, è riassumibile nel grafico seguente, in cui sono riportate per i 12 mesi dell'anno, le produzioni specifiche esprimibili in kW/kWp.

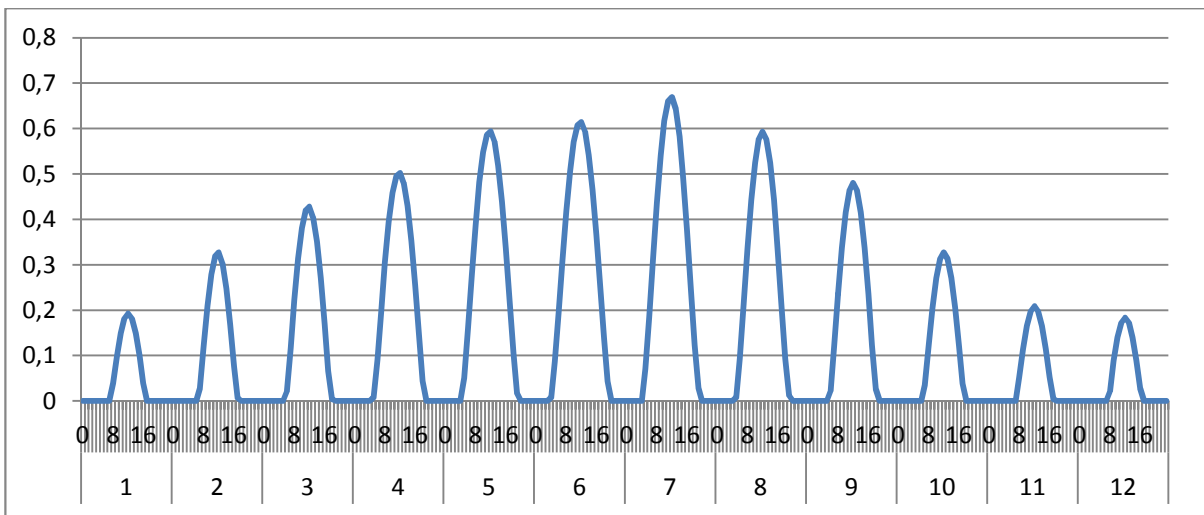


Figura 16 Produzione per unità di potenza installata nei diversi mesi dell'anno

A questo punto si hanno a disposizione sia i dati relativi al consumo che alla produzione per cui d'ora in avanti, è stato possibile analizzare il flusso di energia verso la rete, ossia, fare un bilancio produzione/consumo, ancora senza la presenza di un eventuale accumulo. Il risultato a cui si è pervenuti è riassumibile con degli andamenti grafici che sono riportati nel seguito in cui si considera un impianto FV da 3kWp:

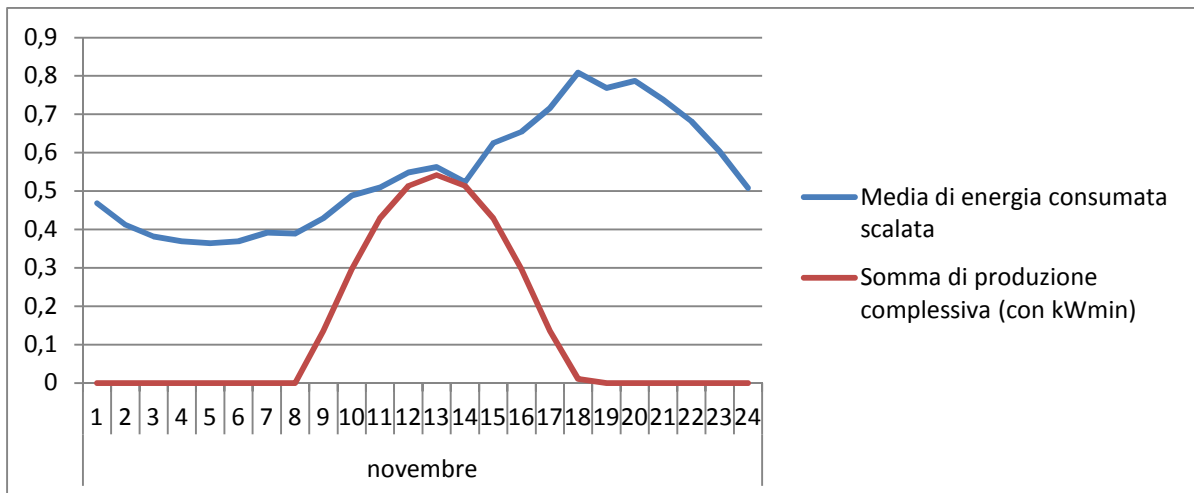


Figura 17 Andamenti produzione e consumi a confronto in un giorno festivo del mese di novembre

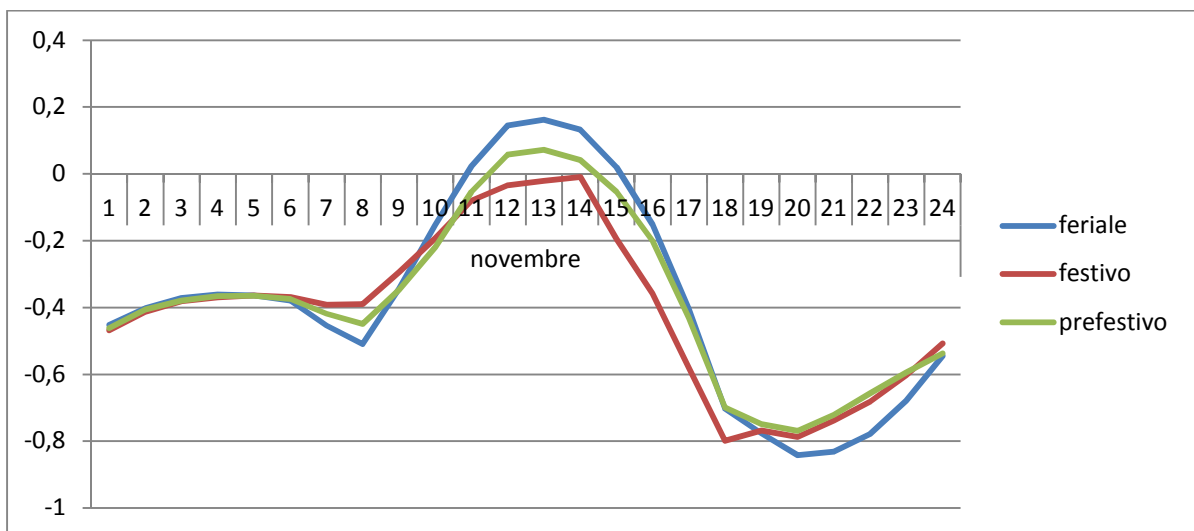


Figura 18 Bilancio produzione/consumo per il mese di novembre in relazione alle tre tipologie di giorni

Dalla Figura 18, si evince qualcosa che è più che logico, sia nell'andamento generico che nelle diversità che presentano le tre curve relative a diverse tipologie di giorni (si differenziano solo per il consumo in quanto la produzione è considerata costante nel mese). Si può notare infatti, che solo nelle ore centrali della giornata la produzione eccede il consumo e che questo è accentuato nei giorni feriali dove, nelle ore in questione, molte utenze domestiche hanno solo limitati prelievi "di base" ai quali, negli altri giorni, si aggiungono consumi legati alla presenza in casa di persone.

Dalle informazioni a nostra disposizione ora si potrebbero calcolare le percentuali di energia auto consumata, immessa e prelevata che servono per descrivere i flussi di cassa necessari

per l'analisi economica di un investimento di un impianto FV in configurazione di scambio sul posto (SSP).

Dato il lavoro svolto fino a questo punto, è ora possibile immaginare di inserire un accumulatore integrato con l'impianto FV in questione di cui si cercherà, se possibile, la dimensione opportuna in relazione a diversi parametri imposti quali ad esempio costo specifico d'acquisto, dimensione impianto FV (in realtà questa non verrà variata nel seguito) ed altri che verranno mostrati ed analizzati nel seguito.

Riassumendo quello che è stato detto in precedenza sulle caratteristiche di questi "serbatoi", è necessario ora riassumerne e definirne le principali, che andranno a modificare e caratterizzare a pieno il comportamento di questo dispositivo.

Le principali sono il c-rate, rendimento di conversione, numero massimo di cicli che saranno inseriti in maniera opportuna nel foglio di calcolo utilizzato.

In particolare il c-rate è stato considerato come parametro che modifica la reale dimensione dell'accumulo, ossia la reale capacità dello stesso, mentre il numero massimo di cicli ha permesso di individuare, anche se in maniera non del tutto corretta e precisa il numero di anni di vita gestibili, una volta inserito in un contesto ben definito di produzione/consumo, quindi fissata anche la taglia; sul rendimento di conversione non c'è molto da dire, tranne che per indicare che nel nostro flusso di potenze questo andrà a modificare solo l'energia entrante e non quella uscente, ossia mi andrà a ridurre l'energia accumulata rispetto a quella accumulabile mentre il flusso in uscita sarà considerato ideale (deve essere considerato una volta sola e per scelta verrà considerato nella fase di carica).

Definito questo si è passati a definire le principali grandezze in gioco: l'energia accumulabile come differenza tra produzione e consumo ove la produzione eccede il consumo mentre l'energia accumulata non è altro che la precedente depurata dalle perdite di conversione definite dal rendimento di conversione, come appena detto.

Definito ora lo stato iniziale di carica dell'accumulo (non influenza il processo tranne che per la parte iniziale del primo giorno considerato), si è scritto un piccolo script per l'analisi dello stato dell'accumulo durante i 366 giorni dell'anno 2012 (anno bisestile), ponendo come limiti l'energia massima accumulabile (taglia dell'accumulo depurata dal c-rate) e il limite minimo di carica che nelle ipotesi adottate per noi è pari a 0 (non è del tutto vero ma è un'ipotesi accettabile visti i ridotti rendimenti utilizzati fin'ora, che in parte ne tengono già conto).

Per capire al meglio quanto descritto in seguita sarà riportato un piccolo estratto dal foglio di calcolo impiegato:

Ora	Consumata	Produzione	Energia accumulata	Analisi flusso potenza	Stato accumulato	Flusso energia FV-Rete-Accumulo
1	0,384238803	0	0	-0,384238803	0	-0,384238803
2	0,361453074	0	0	-0,361453074	0	-0,361453074
3	0,359534162	0	0	-0,359534162	0	-0,359534162
4	0,361834232	0	0	-0,361834232	0	-0,361834232
5	0,383651237	0	0	-0,383651237	0	-0,383651237
6	0,467395275	0	0	-0,467395275	0	-0,467395275
7	0,495805055	0,055180938	0	-0,440624117	0	-0,440624117
8	0,462554058	0,301839728	0	-0,160714329	0	-0,160714329
9	0,384904998	0,574985369	0,152064297	0	0,152064297	0
10	0,27636954	0,814470638	0,430480878	0	0,582545175	0
11	0,226081306	0,989946019	0,61109177	0	1,193636945	0
12	0,224153811	1,090927134	0,693418659	0	1,887055604	0
13	0,145301983	1,111344081	0,772833679	0	2,4	0,259889283
14	0,18318478	1,050093241	0,693526768	0	2,4	0,866908461
15	0,211567421	0,911589088	0,560017333	0	2,4	0,700021666
16	0,225530598	0,701349716	0,380655294	0	2,4	0,475819117
17	0,30088201	0,439792072	0,11112805	0	2,4	0,138910062
18	0,400419578	0,171612716	0	-0,228806862	2,171193138	0
19	0,602255199	0,009380759	0	-0,59287444	1,578318698	0
20	0,779887939	0	0	-0,779887939	0,798430759	0
21	0,685012725	0	0	-0,685012725	0,113418034	0
22	0,558710825	0	0	-0,558710825	0	-0,445292791
23	0,463690025	0	0	-0,463690025	0	-0,463690025
24	0,418246386	0	0	-0,418246386	0	-0,418246386

Tabella 18 Estratto foglio di calcolo per le 24 ore giorno feriale di marzo

Dalla tabella di cui sopra, si possono analizzare le diverse grandezze di cui si è parlato in precedenza, ed in particolare è interessante analizzare la parte in cui si vede che l'accumulo (3kWh con c-rate del 20% e rendimento del 90%) raggiunge il 100% di carica e il flusso di energia si inverte (+) rispetto al segno "usuale" che indica come l'energia arrivi alla rete e non viceversa (-), anche se in presenza di un accumulo.

Questo dal punto di vista delle protezioni e del carico della rete è un fattore nuovo e molto innovativo, che crea e creerà non pochi problemi a gestori della rete, ed enti normativi in primis.

Quanto indicato in tabella può essere giudicato in modo molto intuitivo anche a livello grafico, come mostrato nel seguito:

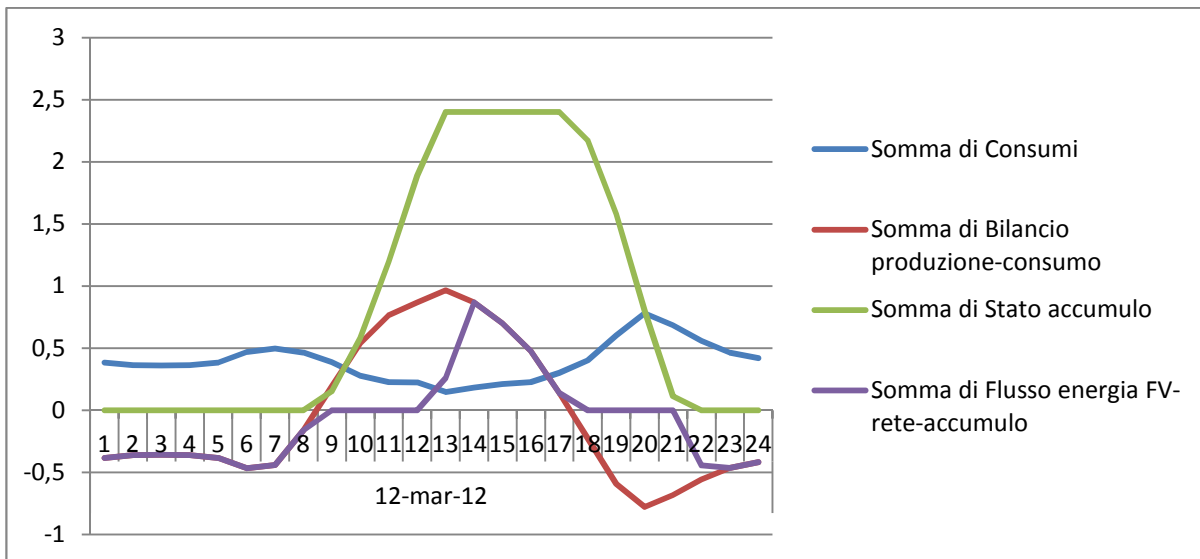


Figura 19 Insieme analisi flussi energia di un impianto con accumulo e FV

Una volta analizzato questo, conoscendo le basi dello scambio sul posto, ossia che questo si basa sull'energia immessa e prelevata dalla rete mentre non riguarda in primis l'energia consumata contestualmente alla produzione, risulta ora indispensabile cercare una soluzione per il calcolo delle quantità di energia in questione.

Per il calcolo di queste, che dipendono da tutti i parametri che andremo ad inserire come input nel foglio di calcolo (ad esempio consumo annuo, taglia impianto FV, taglia accumulo) si sono implementate delle formule che permettono di esemplificare la reale natura di quest'ultime; queste sono esemplificabili come segue:

- Energia auto consumata: definita come la quota parte di energia che è consumata contestualmente alla produzione; nel nostro caso è calcolata dal confronto diretto tra curve di produzione e consumo per l'intero anno preso in considerazione mentre solitamente è un dato di input, impostato in base all'esperienza, nei Business Plan aziendali;
- Energia immessa: parte di energia complementare alla parte auto consumata calcolata per differenza rispetto alla totale prodotta:

$$E_i = E_{prodotta} - E_{autoconsumata}$$

- Energia prelevata: energia facente parte della quantità immessa che viene però riassorbita dalla rete in un secondo momento e che viene valorizzata come energia auto consumata depurata da tutti i costi di rete (non sono conteggiati anche se la rete è in realtà utilizzata).

Per un approfondimento sulle questioni riguardanti lo scambio sul posto (SSP) si rimanda alla *Delibera 20 dicembre 2012 570/2012/R/efr “Testi integrati delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013”*.

In questo luogo si ritiene utile soffermarsi un momento sul calcolo del contributo in conto scambio che è un punto cruciale in ottica economica in quanto rappresenta una forma di “incentivazione” al FV; questo, all'interno della delibera sopra citata, è definito per gli utenti connessi in bassa o media tensione come:

$$CS = \min(O_E; C_{EI}) + CU_{sf} * E_s$$

dove:

- O_E è la parte energia convenzionale, espressa in €, dell'onere sostenuto dall'utente dello scambio per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica prelevata e il prezzo unico nazionale (PUN);
- C_{EI} è il controvalore dell'energia elettrica immessa in rete, espresso in €, determinato sulla base dei prezzi zionali orari che si formano sul mercato del giorno prima (MGP) ovvero sulla base dei prezzi unici nazionali orari nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse;
- CU_{sf} è il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale, espresso in c€/kWh, pari:
 - i) nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo alle reti (CU_{sfReti}) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo agli oneri generali di sistema (CU_{sfogs}):

$$CU_{sf} = CU_{sfReti} + CU_{sfogs};$$

- ii) nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW, alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo alle reti (CU_{sfReti}) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo agli oneri generali di sistema (CU_{sfogs}), quest'ultimo caratterizzato dalla presenza di un limite massimo:

$$CU_{sf} = CU_{sfReti} + \min(CU_{sfogs}; \text{limite annuale});$$

- E_s è l'energia scambiata definita come il minimo valore tra energia immessa (E_i) ed energia prelevata (E_p).

Oltre a questi concetti è fondamentale evidenziare quello che la norma indica come procedimento per la valutazione del termine indicato come CU_{sf} .

Questo deriva da una operazione di media ponderata. Più precisamente, il corrispettivo unitario di scambio forfetario CU_{sf} , quantifica la restituzione della parte variabile delle componenti tariffarie per la quantità di energia elettrica scambiata; è come se tale quantità di energia elettrica non avesse mai utilizzato la rete. Pertanto, alla fine dell'anno, occorre fare in modo che, mediamente, l'USSP sostenga i costi relativi all'utilizzo della rete per la sola quantità di energia elettrica prelevata in più, rispetto alle proprie immissioni (naturalmente, se la quantità di energia elettrica immessa è maggiore o uguale a quella prelevata è come se non ci fossero stati prelievi di energia elettrica). Le tariffe D2 e D3, che si applicano nel caso di clienti finali domestici (sul libero mercato), sono strutturate per scaglioni progressivi di consumo e in particolare il loro valore aumenta all'aumentare dei consumi. Le componenti tariffarie restituite sono quelle riferite agli scaglioni più elevati, in modo che ciò che rimane in capo all'USSP sia riferito agli scaglioni di consumo più bassi: è come se l'USSP avesse un prelievo effettivo di energia elettrica pari alla differenza tra l'energia elettrica prelevata e quella immessa, sostenendo quindi il solo costo relativo agli scaglioni più bassi.

Questo procedimento è stato implementato nel foglio di calcolo con CU riferiti al III trimestre 2013 riassunti nella tabella seguente:

	da kWh	a kWh	CU €/kWh III trim 2013
1° scaglione	0	1800	0.05282
2° scaglione	1800	2640	0.10446
3° scaglione	2640	4400	0.16415
4° scaglione	4400	>4400	0.20628

Tabella 19 Valori di CU per i diversi scaglioni riferiti al III trimestre 2013

In un modo del tutto analogo, è stato calcolato anche il valore dell'energia auto consumata (€/kWh) da inserire nel foglio, ricordando che l'energia auto consumata ha un valore maggiore di quella normalmente prelevata dalla rete in quanto va a coprire una fascia di consumo a più alto valore (ore di punta); per la valorizzazione di quest'ultima ricordiamo che

non è vista come un ricavo ma una mancata spesa che alla fine dei conti ha lo stesso “segno”...positivo.

Detto tutto ciò si possono analizzare le ipotesi introdotte che andranno a pesare in modo significativo nel bilancio complessivo; ed in particolare:

- Nel bilancio come spesa iniziale è stato inserito il corrispettivo per la connessione calcolato secondo le indicazioni contenute nel *TICA “Testo Integrato Connessioni Attive”*;
- La sostituzione dell’inverter non è stata concentrata al decimo anno ma è stata divisa nei 20 anni di esercizio con una cifra indicativa di 50 €/anno (il totale di 1000€ è considerata una cifra adeguata per la sostituzione dell’inverter relativo ad un impianto da 3kWp);
- Come per l’inverter è stata considerata un’ulteriore uscita di cassa, coincidente con la spesa per la sostituzione di un eventuale accumulo durante i 20 anni considerati e la cifra, che all’incirca si aggira intorno ai 100 €/anno, è variabile ed è legata alla taglia e costo specifico impostato per l’accumulo;
- Il PUN è quello relativo alla zona nord mediato sui valori relativi alle ore centrali della giornata;
- Non è stata considerata l’inflazione;
- In base alle indicazioni fornite dall’Agenzia delle entrate verrà applicato il meccanismo delle detrazioni fiscali, in quanto lavoro di ristrutturazione edilizia, pari al 50%, fino ad un massimo di 96000€ per unità immobiliare, spalmata sui 10 anni iniziali, in rate omogenee;
- I flussi di cassa che verranno presi in considerazione non verranno attualizzati.

È giusto poi ricordare che l’impianto di riferimento è localizzato in una zona del nord Italia (Verona) per cui la producibilità, che verrà calcolata in base ai dati PVGIS, avrà valori non troppo distanti dalle 1050 ore equivalenti anno (versione Classic del PVGIS).

Verranno in alcuni casi, analizzati i risultati uscenti da due scenari con o senza finanziamento e nel secondo caso il capitale di equity sarà del 35% (capitale proprio dell’investitore), con il restante capitale investito con un finanziamento in 10 anni con un tasso di interesse del 5% (rispettivamente saranno indicati come unlevered e levered).

Definito quanto in precedenza ora è utile introdurre alcune capi saldi dell’analisi che seguirà come:

- Taglia dell'impianto FV: è stata scelta come taglia di base, per l'analisi domestica quella di 3 kWp, che sembra essere in base ai dati di consumo medi domestici, una dimensione adeguata;
- Il consumo domestico scelto: il valore per cui si è optato è pari a 3000 kWh che sembra essere in media con i consumi nazionali ed adeguato all'impianto FV scelto;
- La dimensione dell'accumulo che verrà considerata in tutti i casi che seguono sarà quella che massimizzerà l'autoconsumo, come verrà espressamente mostrato in seguito;

Per le successive analisi verranno considerati diversi scenari, che riassumono quello che sembra poter essere il panorama futuro; questi sono riassumibili come:

- Scenario 1: Scenario "attuale" in cui un impianto FV, se coerente con la normativa, può accedere allo scambio sul posto (SSP) e usufruire delle detrazioni fiscali del 50%, a cui verrà integrato un sistema di accumulo di dimensione opportunamente scelta;
- Scenario 2: a partire dal scenario precedente si farà un passo in avanti; si immaginerà una situazione in cui non sia più possibile accedere allo SSP, ma in cui ci sia ancora una detrazione fiscale del 50% a cui si può accedere (relativa sempre al solo impianto FV);
- Scenario 3: evoluzione dei due scenari precedenti in cui si analizzerà una situazione non più incentivata; niente SSP e detrazioni fiscali.

Alla fine di questo verranno mostrate le particolarità di ognuno e verrà fatto un bilancio complessivo per analizzare il "peso sociale" di ciascuno dei tre inteso come somma di denaro che la società deve sborsare per incentivare lo sviluppo di questa tecnologia.

Prima di passare all'introduzione dell'accumulo è utile analizzare come è valutata la situazione "redditizia/economica" di un impianto FV in uno scenario attuale; come parametri di analisi, nel seguito, verranno usati degli indici economici come l'IRR o ROR e il PayBack Time.

Il primo è un indice di redditività finanziaria di un flusso monetario. Nel caso più comune di un investimento, rappresenta il tasso composto annuale di ritorno effettivo che questo genera; in termini tecnici rappresenta il rendimento di un investimento.

In generale, un progetto andrebbe perseguito quando il TIR risulta essere maggiore del MARR (Minimum Attractive Rate of Return) che coincide col tasso di rendimento

normalmente ottenuto dall'azienda oppure il tasso di interesse minimo accettato da una famiglia.

Matematicamente il TIR è definito come il tasso di attualizzazione i che rende il valore attuale netto di una serie di flussi di cassa pari a zero; posto ovviamente che questo tasso i esista nell'intervallo $(-1, +\infty)$ e che sia unico.

Per cui, il TIR si calcola risolvendo l'equazione del VAN con i , tale che il valore del VAN sia pari a zero.

$$VAN = CF_0 + \frac{CF_1}{1+i} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+i)^n} = 0$$

ovvero:

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} = 0$$

Dove:

- t : scadenze temporali;
- CF_t : flusso finanziario (positivo o negativo) al tempo t ;

Il tasso i rappresenta il costo massimo finanziario (debito e capitale) che l'azienda può assumere in relazione a un determinato progetto. Il tasso interno di rendimento non può essere calcolato direttamente, ma, come detto, si deve risolvere ricorsivamente la menzionata equazione polinomiale.

Un progetto di investimento risulta desiderabile, secondo tale criterio, qualora il TIR risulti superiore al costo opportunità del capitale (o di altro tasso preso a riferimento: tasso scelto secondo considerazioni inerenti allo specifico investimento e/o in base al WACC).

Il secondo indicatore scelto, riguarda il calcolo del numero di anni necessario per compensare l'investimento attraverso flussi positivi. In pratica è la prima scadenza in cui si verifica un'inversione di segno nei saldi di cassa.

5.1.1 Scenario 1

Come anticipato, analizziamo in primis il caso attuale in cui sia presente solo un impianto FV da 3 kWp, associato ad un'unità abitativa con consumo di 3000 kWh.

I costi impostati nel Business Plan per quanto riguarda l'impianto FV si aggirano intorno ai 2500 €/kWp, conformemente con lo stato attuale del mercato in questione, mentre sono stati ipotizzati dei costi di gestione tecnica di 50 €/anno per tener conto della sostituzione nell'arco dei 20 anni dell'inverter.

Per un impianto di questa dimensioni, visto il costo proposto dalle agenzie assicurative e il limitato valore del suddetto, non è stata ipotizzata un'assicurazione; questa risulta essere la scelta usuale attuata da un cliente medio.

I dati a cui possiamo accedere da un bilancio così impostato porta a seconda dei due scenari:

Scenario Unlevered:

- IRR: 6.2%
- Payback Time: 9.5 anni

Scenario Levered:

- IRR: 7.2%
- Payback Time: 12 anni

Il bilancio dei flussi di cassa per le due configurazioni può essere riassunto come mostrato nella figura seguente:

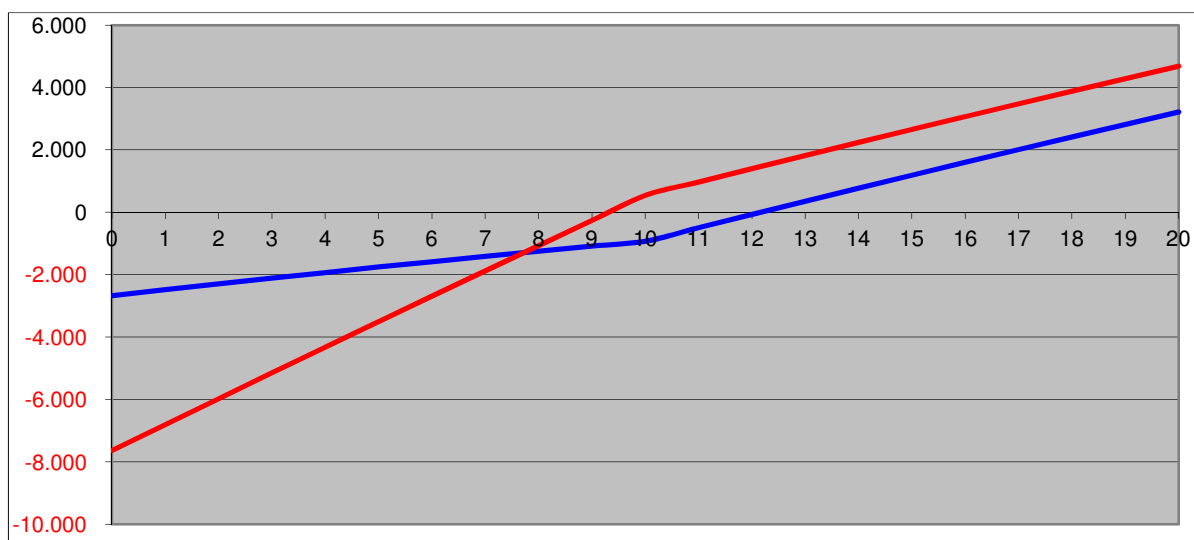


Figura 20 Bilancio flussi di cassa scenario Levered (rosso) e Unlevered (blu)

Analizzato questo caso, si nota che normalmente un investimento con IRR superiore al 5% è da considerarsi, dal punto di vista economico; questo è mostrato anche da un tempo di ritorno

abbastanza limitato, intorno ai 9-10 anni (dato solitamente a cui il cliente risulta essere più sensibile).

Dopo questo piccolo scorcio finanziario sulla situazione di partenza, il primo passo affrontato è stato quello di determinare la dimensione dell'accumulo che verrà considerata nel progetto; questa sarà determinata, come detto, in base all'autoconsumo ed in particolare si cercherà quella taglia che massimizza il suddetto.

Per fare questo, in modo ricorsivo, si sono calcolati gli autoconsumi al variare della taglia dell'accumulo, ricavando quanto segue:

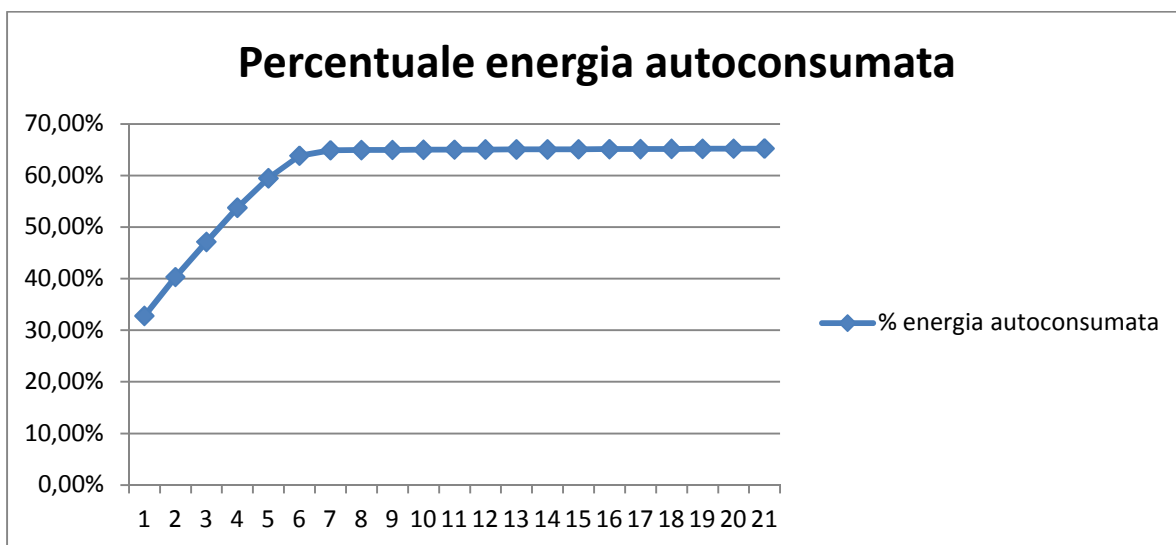


Figura 21 Percentuale energia auto consumata

Dal grafico riportato, si nota come l'inserimento di un sistema di accumulo porta ad un miglioramento della percentuale di energia auto consumata da un 33% fino ad oltre il 65%.

È utile ricordare che queste percentuali sono strettamente correlate all'andamento della curva di consumo considerata e quindi anche al consumo annuo impostato, vista la procedura seguita, per cui le percentuali trovate possono discostarsi da dati mostrati in altri studi, anche se da un primo confronto sembrano essere confrontabili.

In base al criterio di scelta, la taglia che sembra essere ottimale si aggira intorno ai 6 kWh; questo sarà il valore che verrà usato nel seguito.

Ricapitolando quanto impostato fino ad ora si ha:

- Consumo pari a 3000 kWh
- Impianto FV da 3 kWp
- Accumulo da 6 kWh

Ora che abbiamo a disposizione questo, si può analizzare concretamente il primo scenario attraverso uno studio parametrico al variare del costo dell'accumulo, in modo da valutare se esiste o meno un costo specifico per l'accumulo (€/kWh), che permette di rendere l'installazione di un sistema di stoccaggio conveniente dal punto di vista economico.

Se così fosse, si potrebbe arrivare ad uno scenario in cui, sia economicamente che tecnicamente, si hanno benefici, il che renderebbe un sistema di questo tipo conveniente su tutti i fronti.

Lo studio fatto verterà sulla valutazione dell'indice di redditività interna e del payback time, al variare del costo specifico di accumulo da un valore di 100 fino a 1500 €/kWh.

Quanto trovato è riassumibile come mostrato nei grafici seguenti:

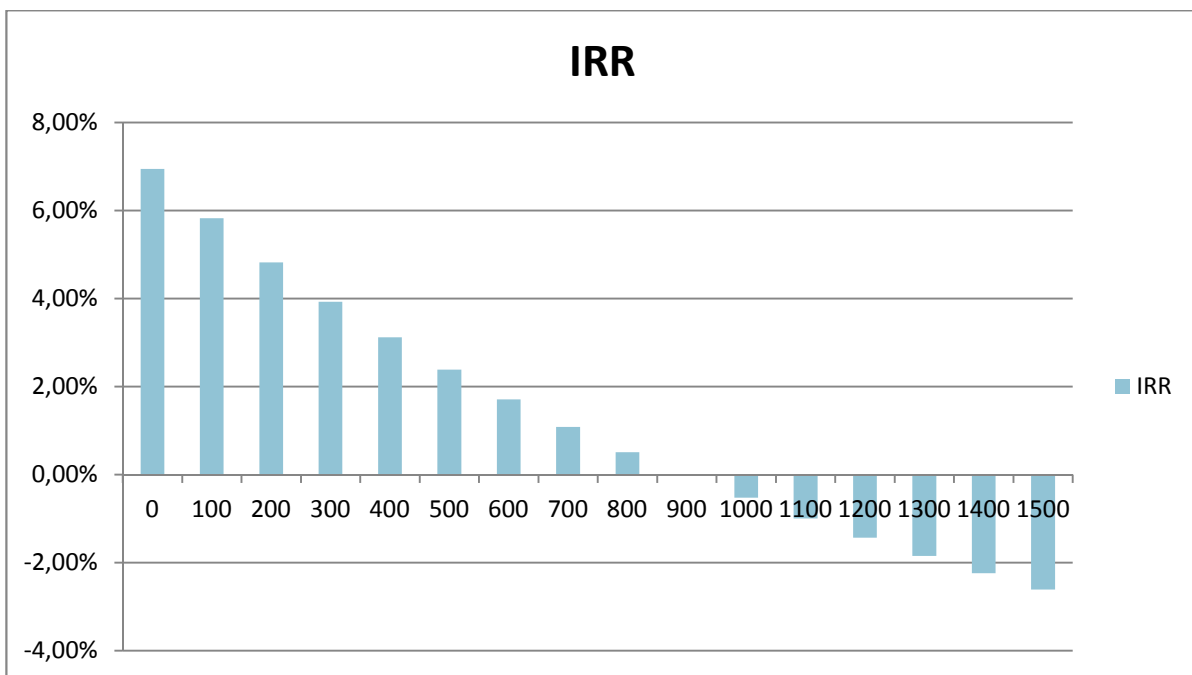


Figura 22 IRR al variare del costo specifico dell'accumulo (€/kWh)

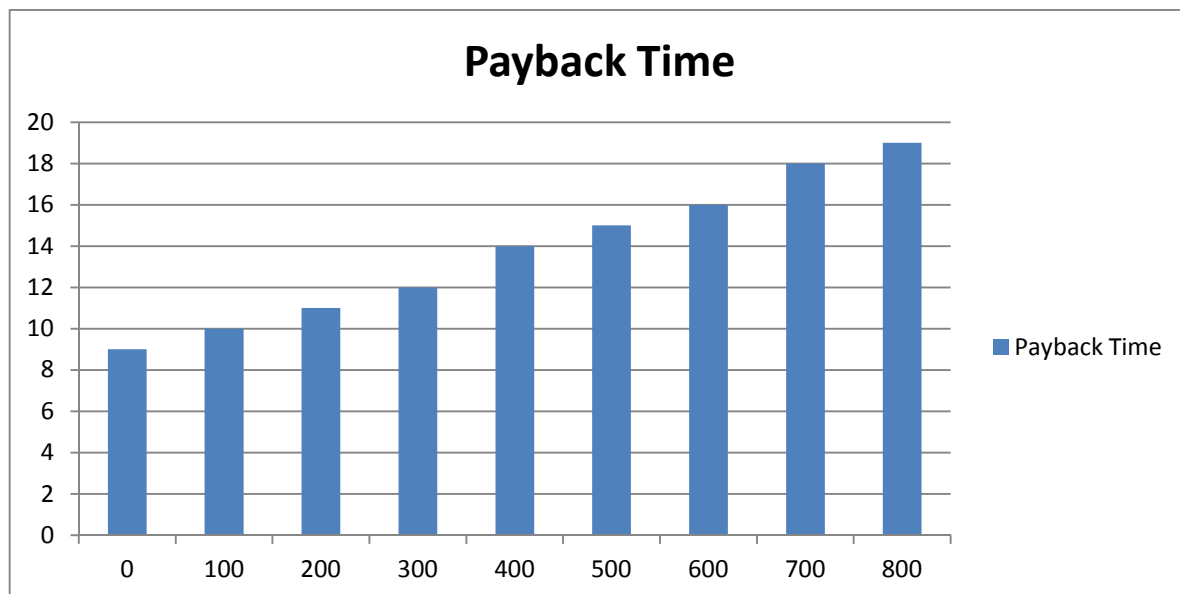


Figura 23 Payback Time al variare del costo specifico dell'accumulo (€/kWh)

I risultati ricavati da questo studio mostrano come un eventuale accumulo peggiora sensibilmente l'investimento indipendentemente dal costo dello stesso; questo è riconducibile in parte al meccanismo di scambio sul posto, in quanto questo permette di utilizzare la rete come un ideale "dispositivo di accumulo" limitando a pochi € il guadagno ricavabile dall'aumento reale dell'energia auto consumata.

Un dispositivo di accumulo di questo tipo porta diversi benefici alla rete che non sono ancora contemplati a livello economico dalla normativa, ma che dovrebbero essere almeno presi in considerazione; l'insieme di questi fattori può essere riassunto analizzando l'indipendenza dell'utenza dalla rete durante l'anno, ossia il tempo in cui il cliente non usufruisce della rete o meglio in cui l'utente non scambia energia con la rete (comportamento in isola).

Nelle ipotesi effettuate, questo accade per circa 5214 ore anno ossia per circa il 59% del tempo come mostrato nel grafico a torta di seguito mostrato:

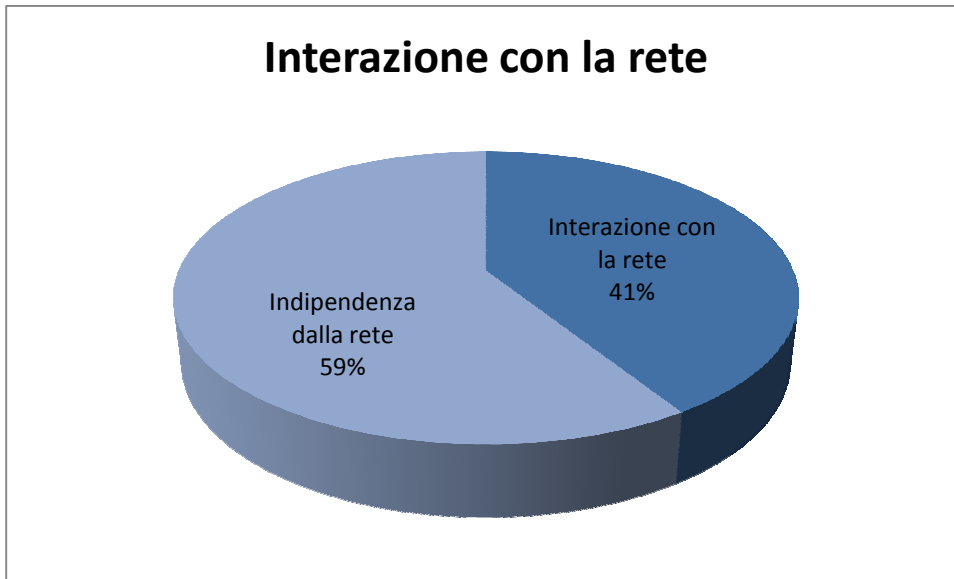


Figura 24 Analisi interazione con la rete

Un beneficio di questo tipo risulta difficile da monetizzare, anche perché non corrisposto in nessun modo a livello economico secondo le convenzioni vigenti. Per questo non può nemmeno essere usato come leva per rendere appetibile un investimento che, di per sé, come mostrato dai dati numerici, non si sostiene.

Alla fine del lavoro fin qui svolto, si può affermare che per un accumulo in uno scenario come quello attuale, senza nessun incentivo o agevolazione mirata al sostentamento di questa tecnologia non trova spazio indipendentemente dal prezzo di mercato dello stesso.

Arrivati a questa, se vogliamo non molto lusinghiera conclusione, non resta che controllare se c'è qualche possibilità che in una logica diversa da quella attuale, un dispositivo di questo tipo abbia ragione di esistere anche da un punto di vista non puramente tecnico.

5.1.2 Scenario 2

Come anticipato, in questo scenario ci si muove nella logica in cui il meccanismo di SSP non sia più presente mentre sussista ancora la logica delle detrazioni fiscali (confermate per tutto il 2014), ossia in uno scenario in cui l'accumulo può maggiormente, visto quanto criticato nello scenario precedente, giocare un ruolo vincente, anche dal punto di vista economico.

Quello che ci si aspetta, da una prima interpretazione logica di questo possibile futuro, è riconducibile all'assenza di un meccanismo "incentivante" per il fotovoltaico, quale lo SSP; questo aumenta il valore dell'energia auto consumata, per cui porta a pensare che un dispositivo di stoccaggio in questa logica migliori potrebbe avere vantaggi economici maggiori.

In particolare l'entrata, o meglio il mancato costo, è ancora riconducibile all'energia auto consumata, alla quale è sommato il valore dell'energia immessa che noi abbiamo immaginato essere valutata con il PMZ (Prezzo Medio Zonale), che nel BP è stato inserito cautelativamente con un valore intorno ai 60 €/MWh.

Proviamo a vedere con dei numeri se il concetto ora espresso è economicamente reale.

Per fare questo partiamo ancora da quanto determinato in precedenza ossia:

- Consumo pari a 3000 kWh;
- Impianto FV da 3 kWp.

In questo caso, non è stata fissata la taglia dell'accumulo in base a qualche logica, ma è stata fatta variare in modo da valutare se esiste un ottimo, non tecnico ma economico.

Impostato quanto detto, si è determinato l'IRR al variare della taglia (kWh) e del costo specifico dell'accumulo (€/kWh); quanto trovato è riportato nel seguito:

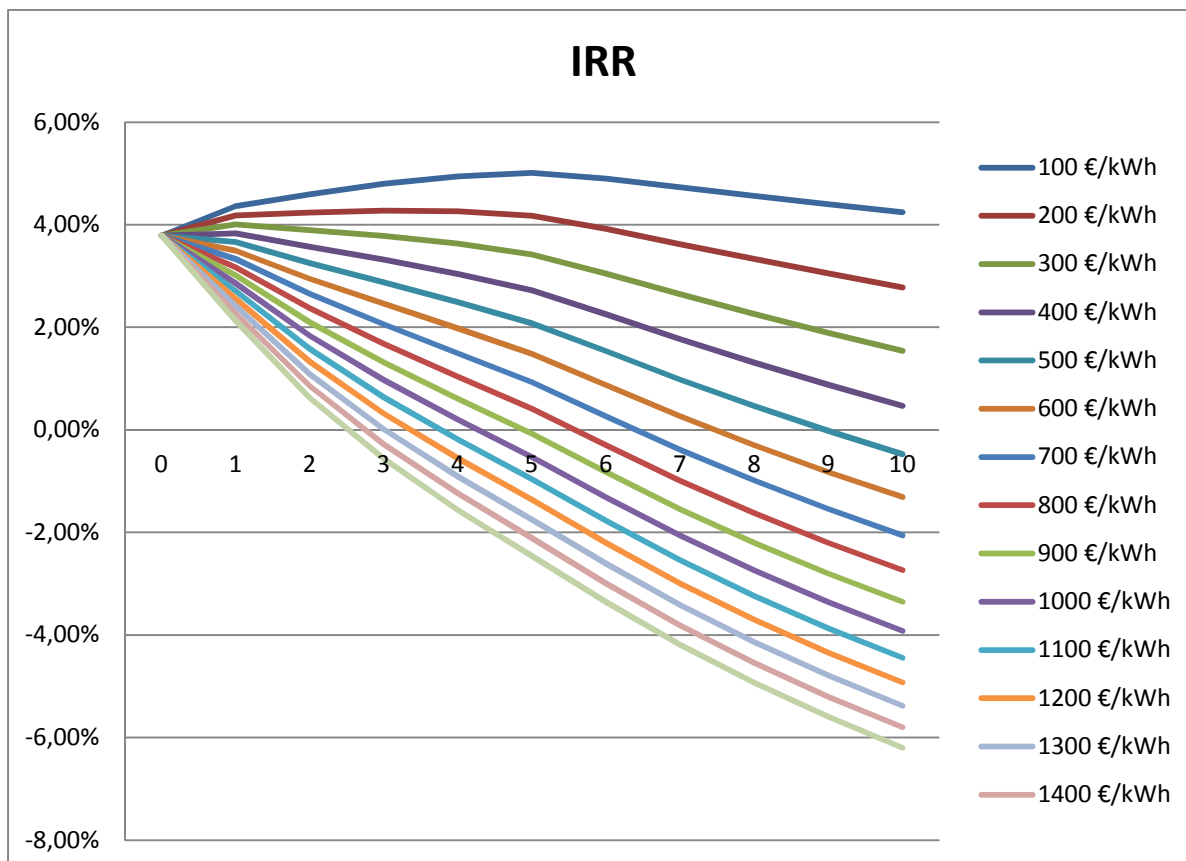


Figura 25 IRR al variare della taglia dell'accumulo parametrizzato in base al costo specifico accumulo (€/kWh)

Dalla Figura 25, si osserva come per costi specifici inferiori ai 400 €/kWh è possibile determinare una dimensione ottimale dal punto di vista economico che va dai 5 ai 2 kWh, al crescere del costo specifico; in queste situazioni l'accumulo non solo migliora la gestione dell'energia mantenendo valido tutto quello detto in precedenza ma va addirittura a migliorare l'investimento rendendolo più appetibile (il valore di IRR in partenza, per il solo impianto FV era intorno al 3.8%)

Restando però in un'ottica realistica di prezzi per gli accumuli (>1000 €/kWh), si nota come questi risultati, seppur corretti, siano abbastanza lontani dallo stato attuale delle cose e che addirittura siano tali da essere raggiunti, forse, quando la tecnologia in questione sarà molto matura; questo comunque non impedisce di rendere importanti le conclusioni date in precedenza e sperare in un futuro in cui l'accumulo la farà da padrone.

L'ultima cosa che resta da analizzare è quello che accade nel caso venisse meno anche la leva delle detrazioni fiscali come mostrato nel prossimo scenario.

5.1.3 Scenario 3

Come ultima logica di studio, ci poniamo nel caso in cui l'investimento legato al FV non possa contare su nessun tipo di aiuto economico; per avere un valore di partenza come prima cosa, si determinerà quella che è normalmente denominata "grid parity", ossia quel costo specifico (€/kWp), inteso come costo compreso di installazione, progetto e parte burocratica ossia ad impianto finito, che garantisce il ritorno dell'investimento nell'arco della vita utile dell'impianto (solitamente 20 anni).

Il risultato al quale siamo arrivati mostra come per costi inferiori ai 2100 €/kWp l'impianto si ripaga nei 20 anni in uno scenario unlevered (IRR nullo alla fine della vita utile) per poi avere, a costi inferiori, un IRR sempre maggiore.

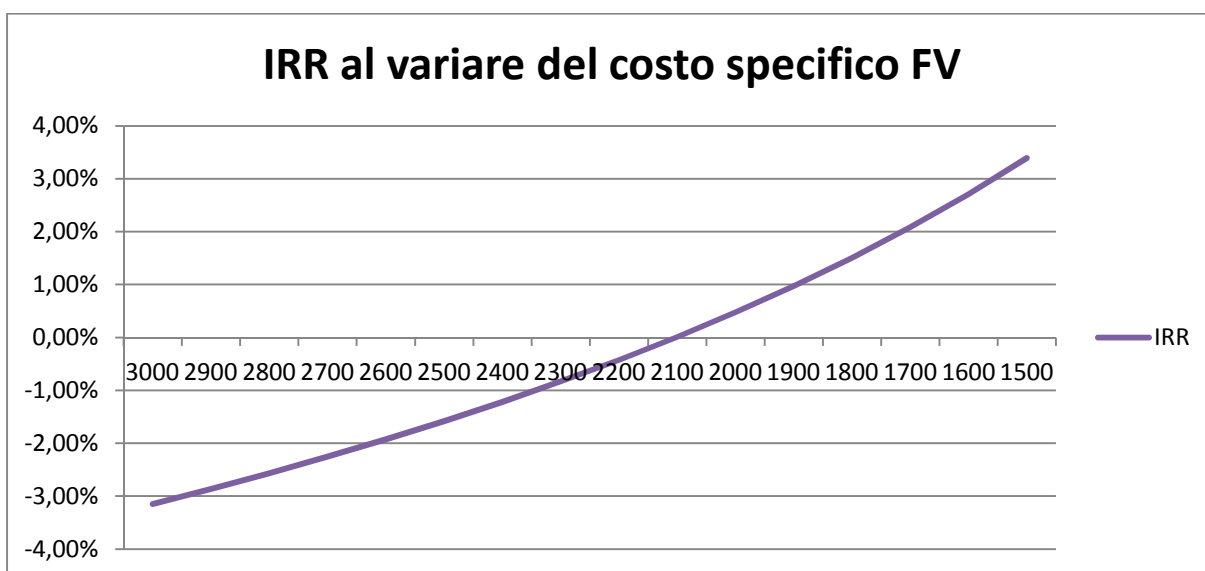


Figura 26 IRR al variare del costo specifico FV

A questo punto partendo da un prezzo fissato che mi garantirebbe il ritorno dell'investimento (minore di 2100 €/kWp), verrà analizzata l'influenza di un eventuale accumulo inserito.

Lo studio mostrato nel seguito è stato ricavato cercando l'ottimo, se presente, facendo variare la taglia dell'accumulo parametrizzata in base al costo specifico dello stesso; quanto trovato, sempre con ottica sull'indice IRR, è riportato nella figura seguente:

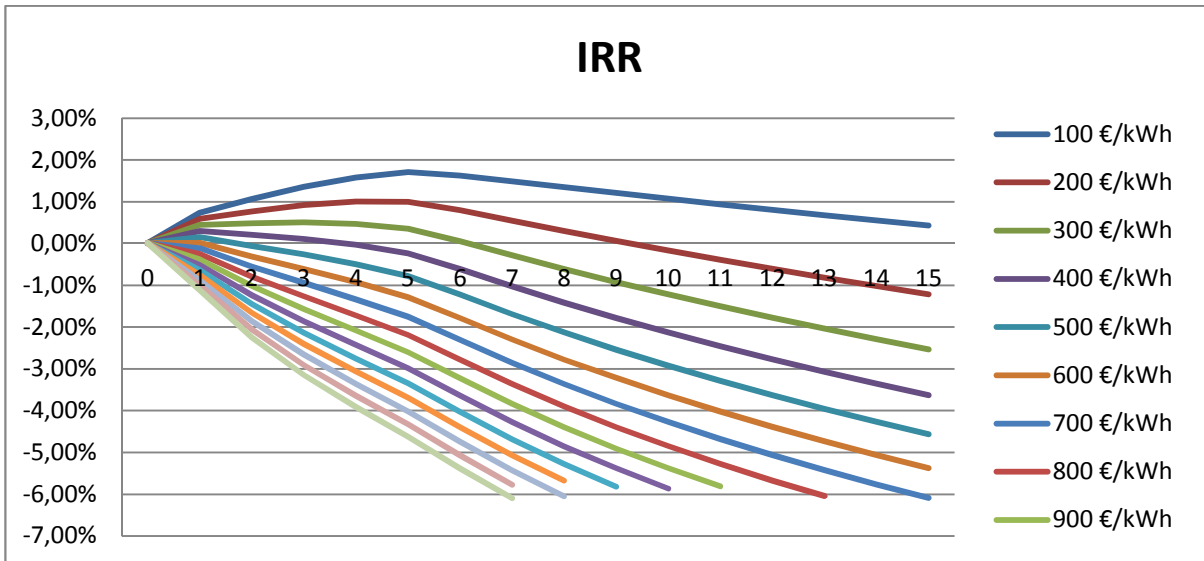


Figura 27 IRR al variare del costo specifico e della taglia dell'accumulo

In questo caso si nota come non si raggiungano in ogni caso IRR molto elevati anche se il costo specifico dell'accumulo fosse estremamente ridotto; in ogni caso, con questi numeri, un investimento di questo tipo non verrebbe mai preso in considerazione da un cliente medio.

Questo fattore commerciale, unito al fatto che un IRR positivo si ha solo se il costo risulta essere inferiore ai 400 €/kWh, non porta ad uno scenario "positivo" per questa tecnologia; quello che può essere notato è che nei casi di, seppur minima convenienza, risulta essere presente una dimensione ottima dell'accumulo come si evince dalla figura seguente nel caso di costo specifico pari a 100 €/kWh:

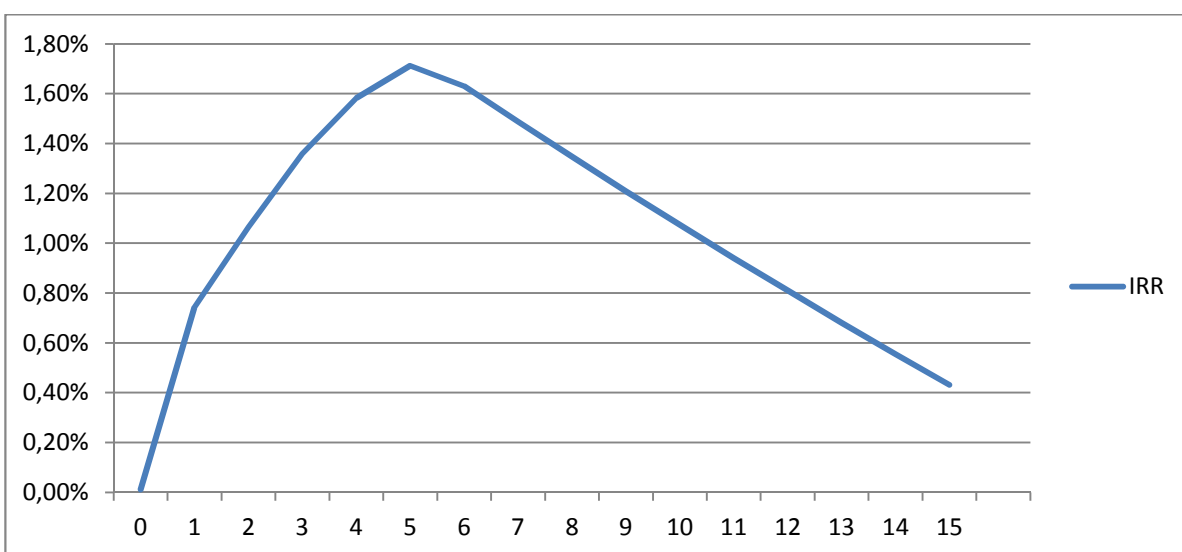


Figura 28 IRR nel caso di costo specifico dell'accumulo pari a 100 €/kWh

Per concludere, anche in questo scenario, come negli altri, non si trovano buoni risultati per questa tecnologia emergente, anche se in uno scenario futuro, così impostato, la tecnologia sarebbe almeno in grado, se i costi lo permettessero, di sostenersi autonomamente, senza incentivi, evitando così di “pesare” in alcun modo sulle tasche degli italiani e permettendone quindi, uno sviluppo molto diffuso su tutta la rete italiana con dei benefici complessivi enormi per il sistema elettrico.

5.1.4 Analisi “peso sociale” dell’accumulo nei tre scenari considerati

Come richiamato velocemente dal titolo, in questo capitolo si analizzerà quello che sarà indicato come “peso sociale” nei tre scenari di riferimento precedentemente analizzati.

Con il termine peso sociale si vuole indicare l’ammontare economico, che in media, viene sborsato a favore di un cliente, in un arco di tempo annuale per il sostentamento di un progetto rinnovabile, come nel nostro caso un impianto fotovoltaico.

Nello scenario 1, che possiamo indicarlo come lo scenario attuale, l’utente che decide di investire in un impianto fotovoltaico, può usufruire di due agevolazioni economiche:

- Lo SSP che mi garantisce un contributo in conto scambio che mi va a valorizzare l’energia scambiata con la rete, definita come da normativa;
- La detrazione fiscale IRPEF del 50% sull’importo totale dell’investimento rateizzata sui primi 10 anni di vita, visto che una installazione di questo tipo rientra nel regime di detrazioni più generale previsto per tutti i “lavori di ristrutturazione e recupero edilizio”; questa dal 1 gennaio 2014 tornerà al 36% con spesa massima di 48000 € invece degli attuali 96000 €.

Questi due contributi, in favore degli impianti FV, sono un “costo” che la società deve, per vie diverse, mettere a disposizione per finanziare questa tipologia di investimenti.

Il primo in particolare va ad aumentare la componente A3 della bolletta elettrica; questa risulta pesare per circa un 19% per gli utenti domestici (più di 4 centesimi di euro sul kWh), di un 38% per gli altri utenti in BT, per il 36% sui clienti in MT e per il restante 7% per gli utenti in AT e AAT, facendosi sentire in continuazione nelle tasche degli italiani, che alla fine del 2012 sono stati costretti a sborsare, per il solo FV, un totale di oltre 6.7 miliardi di euro.

Per un impianto tipo come quello da noi studiato nella situazione dello scenario 1 in assenza di accumulo questi due contributi sommati pesano per circa 480 €/anno (160 €/annokWp) divisi per un 23% relativi al contributo in conto scambio e il restante relativo alle detrazioni fiscali.

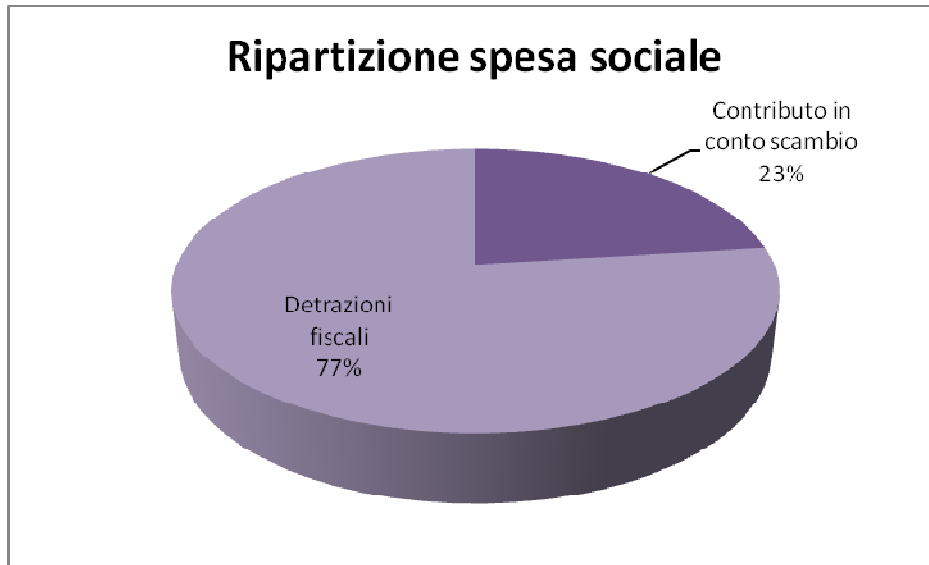


Figura 29 Ripartizione spesa sociale con impianto FV da 3 kWp

Se ora analizziamo cosa comporta l'inserimento di un dispositivo di accumulo, questo va a peggiorare enormemente la situazione, già non rosea, da cui partivamo.

Quello che si vede è che in questo caso, pur rimanendo invariata la parte relativa all'incentivo, si riduce in modo molto marcato la quota di entrata relativa al contributo in conto scambio in quanto si riduce la parte di energia scambiata con la rete.

Andando ad osservare quello che succede è che a dispetto di 360 €/anno relativi alla detrazione fiscale, ora l'importo del contributo in conto scambio pesa per circa 50 €/anno.

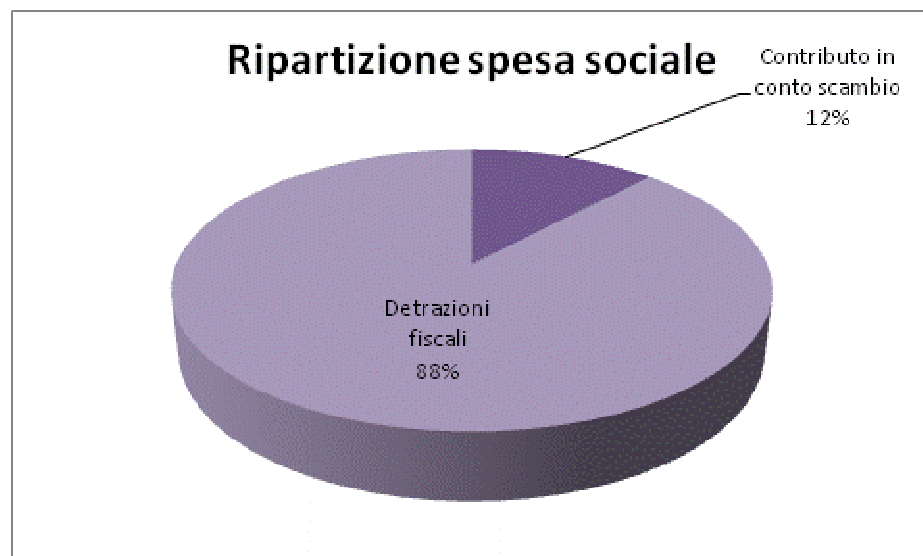


Figura 30 Ripartizione spesa sociale con impianto FV da 3 kWp e accumulo da 6 kWh

Se ora passiamo ad analizzare quello che succede nel caso di adottare uno scenario di riferimento come il secondo dove vengono ad esistere solamente le detrazioni fiscali la spesa si riduce di un 25% arrivando ad una cifra di 360 €/anno per un impianto della tipologia considerata (120 €/anno kWp); mentre nell’ottica di eliminare qualsiasi tipo di aiuto, (scenario 3) il peso sociale risulta essere logicamente nullo.

Questo fa capire, come risulti estremamente importante, immaginare di arrivare ad una logica in cui un impianto FV con accumulo integrato diventi competitivo economicamente sia per il cliente che per la “società” (Paese) stessa; possiamo del tutto affermare che in quest’ottica, dove la tecnologia non ha bisogno di nessun tipo di sostentamento, si potrà sperare in diffusione massiva della stessa.

A questo punto è utile ricapitolare quanto determinato per i tre scenari fino ad ora.

	Scenario base (utente con consumo di 3000 kWh/anno)	Scenario 1 (Impianto FV da 3 kWp, consumo di 3000 kWh/anno)	Scenario 1(B) (Impianto FV da 3 kWp, consumo di 3000 kWh/anno e accumulo da 6 kWh)	Scenario 2 (Impianto FV da 3 kWp, consumo di 3000 kWh/anno e accumulo da 6 kWh)	Scenario 3 (Impianto FV da 3 kWp, consumo di 3000 kWh/anno e accumulo da 6 kWh)
Costo acquisto energia	- 564 €	- 294€	-131 €	- 131 €	- 131 €

Tabella 20 Analisi esborsi annui per un utenza domestica in relazione ai diversi scenari

	Scenario base (utente con consumo di 3000 kWh/anno)	Scenario 1 (Impianto FV da 3 kWp, consumo di 3000 kWh/anno)	Scenario 1(B) (Impianto FV da 3 kWp, consumo di 3000 kWh/anno e accumulo da 6 kWh)	Scenario 2 (Impianto FV da 3 kWp, consumo di 3000 kWh/anno e accumulo da 6 kWh)	Scenario 3 (Impianto FV da 3 kWp, consumo di 3000 kWh/anno e accumulo da 6 kWh)
Risparmio energia autoconsumata	-	+ 270 €	+ 433 €	+ 433 €	+ 433 €
Ricavo da vendita energia	-	+ 135 €	+ 70 €	+ 70 €	+ 70 €
Ricavo da SSP	-	+ 110 €	+ 47 €	-	-
Detrazioni fiscali	-	+ 360 €	+360 €	+360 €	-
Complessivo (per i primi 10 anni nel caso di presenza detrazioni fiscali)	-	+ 875 € (405 € nel caso di assenza completa di incentivazioni)	+ 910 €	+ 863 €	+ 503 €

Tabella 21 Analisi entrate in funzione ai diversi scenari

Nella tabella riportata, per non creare confusione è stato inserito anche uno scenario base, in cui non sia presente un impianto FV (per cui nemmeno un dispositivo di accumulo), per analizzare l'ammontare di denaro che muove l'investimento passando dai diversi scenari a partire dalla situazione di un utente passivo.

A questo proposito si vede come dalla situazione base, passando verso lo scenario con solo impianto FV, si ha un beneficio economico di circa 875 €/anno divise in base ai vari contributi mostrati nella tabella precedente; questi come si è visto, non sono solo sufficienti a ripagare l'investimento ma lo rendono "appetibile" verso un possibile cliente.

Se ora analizziamo la situazione in cui viene introdotto un sistema di accumulo, si nota come questo porta ad un miglioramento quasi nullo che, in nessun caso, almeno a costi reali, può portare un beneficio rispetto ad un investimento con solo FV, come infatti si è evidenziato in precedenza; da questi numeri si vede quindi, come in uno scenario attuale, un dispositivo di questo tipo non può trovare spazio.

Se ora osserviamo lo scenario 2, vediamo che il beneficio complessivo con l'introduzione del FV + accumulo risulta non molto distante da quello che si otteneva nello scenario 1 (rispetto allo scenario base). Questo dimostra quanto evidenziato dai BP utilizzati per le analisi precedenti, e mostra come un investimento di questo tipo genera un "utile" che è all'incirca pari a quello dello scenario 1, per cui porta a pensare che difficilmente a prezzi reali l'investimento si ripaghi garantendo margine di guadagno interessante.

Da ultimo osserviamo quello che accade nello scenario 3, dove si nota che viene a mancare una parte consistente delle entrate, ossia quelle che derivano dalle detrazioni fiscali; in questo caso quindi diventa molto più difficile ottenere un utile da questo tipo di investimento.

Questo permette di concludere come segue: in questi scenari l'investimento, se visto sotto il profilo tecnico ha motivo di esistere, mentre con logica puramente economica non può essere considerato buono, anzi, in alcuni casi non si ripaga nel tempo, generando una perdita.

Dalle osservazioni fatte fino a questo punto, nasce un panorama in cui, se non con qualche incentivazione mirata, l'accumulo potrà essere accettato da un cliente solamente in certe, quasi irrealistiche, condizioni di prezzo.

Per concludere ciò, possiamo però dire che nello scenario 3, che risulta essere una prospettiva sostenibile in quanto a costo nullo per la società, si potrebbe immaginare di "aiutare" questo investimento con un piccolo incentivo mirato che però, se vogliamo mantenere una logica di sostenibilità, dovrà pesare il "giusto" sui consumatori italiani.

In questa logica potrebbe diventare utile analizzare la situazione in cui si immagina di caricare la società con un esborso per impianto pari a quello della situazione attuale che risulta essere di circa 470 €/anno.

La somma di denaro in questione, per semplicità, immaginiamo sia fornita con un meccanismo di detrazione fiscale; da notare come in questo caso l'ipotesi è cautelativa rispetto ad un'eventuale "reale" detrazione fiscale applicata all'intero investimento FV+ESS. Si può affermare ciò in quanto l'esborso nell'arco di vita dell'impianto sarà pari a quello che si ha attualmente per un classico impianto FV ma le entrate che avrà lo Stato come IRPEF saranno associate all'intero investimento FV+ESS (sicuramente saranno maggiori delle attuali a parità di esborso).

In questa situazione si nota come, rispetto allo scenario base sopra definito, il margine si avvicini ai 980 €/anno..

Questo dato, ricordiamo però come debba essere correlato ad un investimento iniziale maggiore (deve generare un utile maggiore per essere preso in considerazione), e per avere un'analisi più chiara di quello che questo comporta, proviamo ad osservare la situazione che viene a manifestarsi in queste ipotesi.

Fissiamo i punto di partenza considerati:

- Taglia FV: 3 kWp;
- Taglia accumulo: 6 kWh;

- Consumo: 3000 kWh/anno;
- Costo impianto FV: 2450 €/kWp;
- Somma incentivo annuo: 470 € per i primi 10 anni ridotto ad un 30% per gli anni rimanenti.

Una piccola considerazione prima di proseguire: il costo specifico per l'accumulo non è stato definito in modo univoco, ma sarà lasciato libero come evidenziato nello studio che segue; questo per i motivi evidenziati nel seguito:

- Difficoltà nel definire a priori un prezzo per l'analisi, in quanto la situazione di mercato si dimostra molto variabile e dipendente dalla tecnologia adottata;
- Restare su un'analisi parametrica permetterà nel seguito, di analizzare in modo più critico quello che un'eventuale variazione di prezzo comporta;
- La quota parte di incentivo che si immaginerà di erogare è indipendente dal valore economico dell'accumulo, ossia dal suo costo specifico.

Definito ciò di seguito si immaginerà di osservare quello che l'IRR mette in luce a seguito di uno studio impostato nel modo indicato.

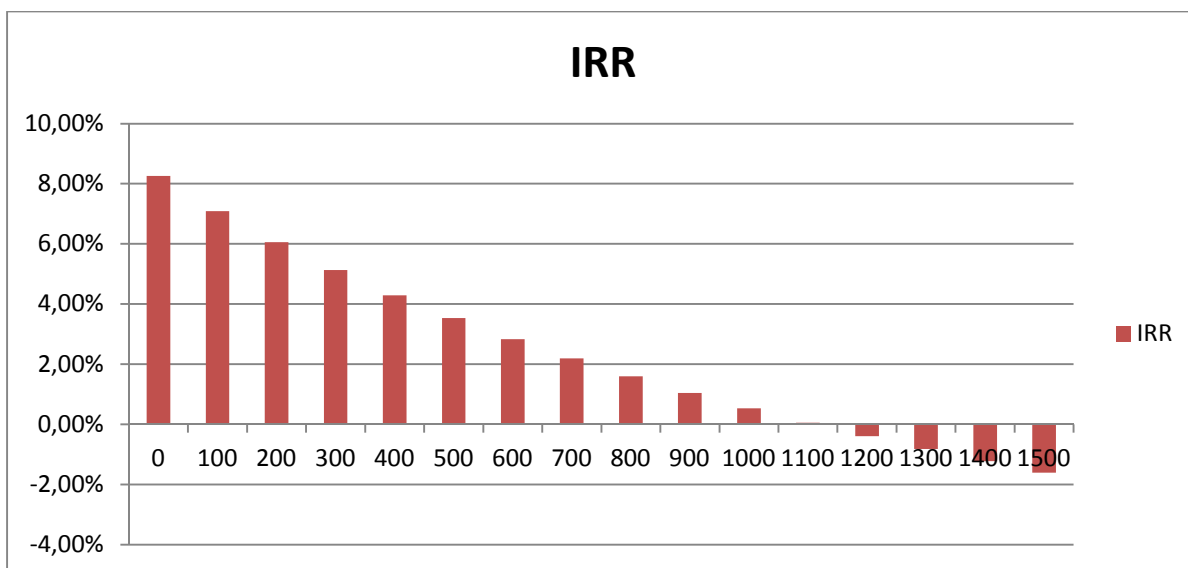


Figura 31 IRR al variare del prezzo specifico dell'accumulo (€/kWh)

Ricordando ora che l'IRR che si otteneva nello scenario attuale in assenza di accumulo con i prezzi indicati, superava il 6%; si vede come un investimento con lo stesso tasso di redditività

si ottiene per costo inferiori ai 300 €/kWh (in realtà visto che, come detto, la somma investita è maggiore bisognerà puntare ad un IRR>6%).

Come è stato accennato in più occasioni fino ad ora, l'accumulo offre notevoli vantaggi per il sistema elettrico che possono essere rivalutati come un incentivo logico riconoscibile al cliente che rivolge l'attenzione verso un sistema di questo tipo.

Per definire in modo molto più concreto quello appena definito, ci si è basati su uno studio di ANIE Energia, intitolato "Residential Energy Storage System", in cui vengono monetizzati i diversi contributi ipotizzati in 4 scenari diversi a seconda di una più o meno marcata diffusione di un sistema di stoccaggio nelle utenze domestiche italiane.

Lo studio si è basato su un'analisi di 25.000.000 di utenze domestiche, con una penetrazione definita da diversi scenari come:

- Scenario 1 – applicazione di nicchia: 1% delle utenze italiane
- Scenario 2 – crescita moderata: 5%
- Scenario 3 – crescita sostenuta: 10%
- Scenario 4 – diffusione di massa: 20%

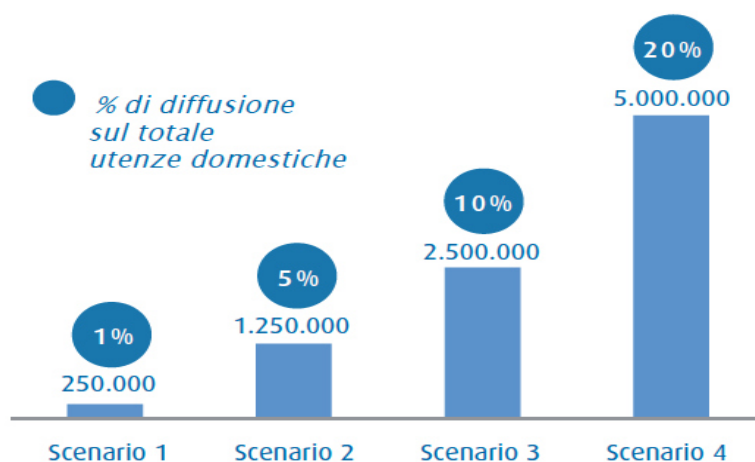


Figura 32 Percentuale di diffusione FV + RESS

Benefici di sistema	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Riduzione capacità installata termoelettrica	8,7 M€/a	43,6 M€/a	87,2 M€/a	147,1 M€/a
Miglioramento della prevedibilità della GD	1,0 M€/a	5,0 M€/a	10,0 M€/a	20,1 M€/a
Riduzione delle perdite di rete	0,9 M€/a	4,4 M€/a	8,7 M€/a	17,4 M€/a
Riduzione modulazione impianti NPRES al 2020	6,7 M€/a	37,7 M€/a	88,0 M€/a	234,4 M€/a
Investment deferral – rete di distribuzione	3,6 M€/a	18,2 M€/a	36,4 M€/a	72,8 M€/a
Riduzione delle Interruzioni	0,2 M€/a	0,8 M€/a	1,6 M€/a	3,2 M€/a
Riduzione delle emissioni di CO2	1,3 M€/a	7,2 M€/a	16,6 M€/a	43,1 M€/a
Beneficio netto	22,3 M€/a	116,9 M€/a	248,5 M€/a	538,2 M€/a
Incentivo giustificabile all'utente	89,4 €/a/u	93,5 €/a	99,4 €/a	107,6 €/a

Figura 33 Benefici di sistema in base agli scenari individuati

Alla pagina precedente, si è riportata la valorizzazione dei benefici forniti al sistema dai RESS nei diversi scenari, valutati in termini differenziali rispetto a quelli apportati dal solo FV (considerato il caso base).

È utile evidenziare che i benefici identificati, rappresentano un limite minimo potenziale, in quanto si ipotizza che i sistemi di accumulo siano asserviti all'utenza domestica e non vengano controllati dal DSO per ottimizzare la gestione della rete.

Quanto riportato mostra che, anche in questa ottica, può essere riconosciuto un incentivo di circa 100 €/anno/unità, ipotizzando una diffusione moderata della tecnologia in questione.

Se immaginiamo ora di ripercorrere il procedimento precedente aumentando la parte di incentivo fino a 570 €/anno per i primi 10 anni e 217 €/anno per i restanti, quello che risulta è riassumibile come:

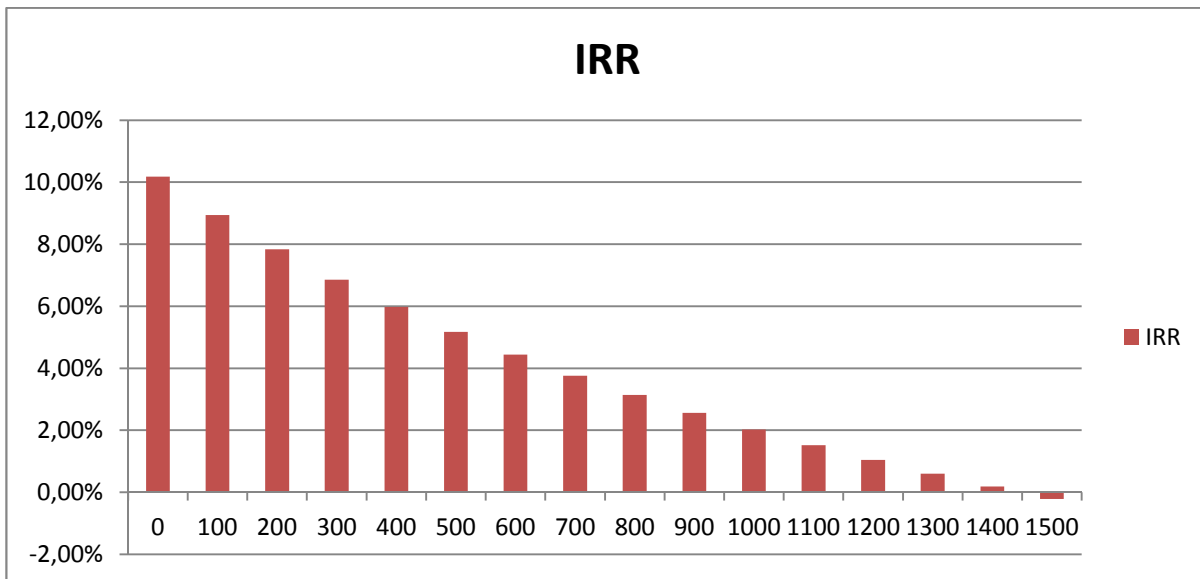


Figura 34 IRR al variare del prezzo specifico dell'accumulo (€/kWh) considerando alcuni benefici di rete

Questo mostra come un investimento di questo tipo, remunerato nel modo indicato, ha un costo sociale equivalente a quello di un attuale impianto FV che accede allo SSP. Per costi specifici dell'accumulo inferiori ai 400 €/kWh risultano degli indici di redditività molto buoni, e confrontabili con lo scenario attuale, nel caso di sola presenza di un impianto di produzione, per cui dal punto di vista economico, risultano investimenti del tutto equivalenti. Detto ciò, non si può osservare che a parità di indice di redditività questo investimento se avesse modo di diffondersi, permetterebbe di “muovere” dei capitali maggiori rispetto agli attuali, comportando lo sviluppo di un nuovo settore che potrebbe fornire lavoro a molte famiglie italiane che in questo momento si trovano in difficoltà.

5.2 Analisi caso FV+ESS caso industriale

Una volta analizzato quanto fatto in precedenza, passiamo all'analisi di alcuni impianti industriali con potenze contrattuali intorno ai 200 kW.

Questo studio, come mostreranno i risultati seguenti, confermerà quello che è stato trovato per il caso domestico ed in particolare, metterà in luce i punti principali che possono rendere più o meno buono un impianto FV associato ad un sistema di accumulo, come il prezzo dell'energia elettrica e la quota parte di autoconsumo.

Per caratterizzare l'analisi fatta, si farà riferimento a tre tipologie di impianti con cicli di lavoro molto diversi ed in particolare si farà riferimento ad un'industria che esegue lavorazioni plastiche (ciclo continuo, anche nei giorni festivi), un'acciaieria (cicli di lavoro ripetitivi, con giorni festivi di riposo) ed un marmificio (cicli di durata molto ridotta e concentrati in ore casuali nella giornata, con giorni festivi di riposo).

Prima di proseguire con le simulazioni effettuate, è utile analizzare come è stata scelta la taglia dell'impianto FV che immagineremo di installare sul tetto dell'azienda considerata.

L'analisi mostrata in questo studio si basa totalmente sull'integrazione di un impianto di stoccaggio in un impianto a fonte rinnovabile, in particolare fotovoltaico. Questa integrazione è motivata, come detto in precedenza, dall'intenzione di massimizzare la quota di energia auto consumata e di ottimizzare il guadagno da quest'ultima, in modo da rendere appetibile l'investimento da parte di un possibile cliente. Alla base di questa idea, ancora qualche anno fa, è nato il meccanismo dello scambio sul posto (SSP), che permette ancora oggi di valorizzare al meglio l'energia scambiata con la rete, penalizzando la quota parte di energia direttamente venduta.

È utile ricordare che da normativa, solo gli impianti su immobili e con potenza nominale minore di 200 kWp, possono accedere a questo meccanismo incentivante; questo già introduce un limite superiore nella scelta che andremo a fare, però non introduce vincoli rispetto ad un valore minimo.

Un ulteriore problema che sorge nel caso di aziende è lo spazio a disposizione per il posizionamento di un impianto di questo tipo; ricordando che come dato di primo progetto si stimano necessari 7 m² ogni kWp installato, per cui, per un impianto di questa dimensione la superficie richiesta si aggirerebbe intorno ai 1400 m² che non è del tutto trascurabile anche nel caso di aziende.

Prima di passare alla scelta definitiva della taglia che andremo ad applicare, parliamo di taglie di impianto piccole e quello che dal punto di vista economico, questo comporta.

Risulta immediato e intuitivo, che una taglia inferiore di impianto FV, ha dei costi specifici leggermente maggiori rispetto ad un impianto di taglia maggiore ma, che questo dall'altro lato, è caratterizzato da una quota di energia auto consumata superiore arrivando complessivamente ad un beneficio economico superiore (se per assurdo l'impianto in caso di un utenza domestica fosse di 1 kWp avremmo probabilmente il 100% di auto consumata e quindi la situazione di massimo beneficio economico).

Come nel caso dell'utenza domestica, si prosegue scegliendo il "giusto" compromesso tra consumi, potenza contrattuale e spazio a disposizione tralasciando la pura logica economica; a maggior ragione per lo studio che stiamo affrontando si cerca di avere un impianto che permetta, il più possibile, di lavorare con basse percentuali di autoconsumo rendendo più evidenti i risultati che ci accingiamo ad ottenere.

Per concludere, possibili problemi di spazio uniti all'idea base di utilizzo di un sistema di accumulo che invitano a rimanere in una logica incentivante di meccanismo di scambio sul posto, portano la nostra scelta verso i 200 kWp, in quanto massima taglia ammissibile in questo regime di "incentivazione".

5.2.1 Azienda a ciclo continuo senza festivi (Produzione materie plastiche)

L'utenza presa in considerazione in questo caso, è allacciata alla rete gestita da AGSM Verona Spa, con una potenza contrattuale di 250 kW ed un consumo calcolato sull'anno 2012 di oltre 470 MWh.

Ora immaginiamo sia possibile installare sulla copertura dell'azienda un impianto FV in SSP, da 200 kWp, al quale andremo ad applicare un impianto di stoccaggio di dimensione opportunamente scelta.

Si nota subito, perseguendo un'analisi analoga a quella fatta per il caso domestico, che la percentuale di autoconsumo in questo caso risulta essere, fin da subito, molto alta (intorno al 79%).

Già questo primo risultato, fa pensare che ci sia poco margine di lavoro per un sistema di accumulo che ha la sua carta vincente nell'aumento della quota parte di energia auto consumata.

Un impianto così fatto, con costi specifici per il fotovoltaico intorno ai 1600 €/kWp (IVA esclusa), valutato con gli indici economici definiti in precedenza, porta ai seguenti risultati:

- IRR: 6.537%
- PB Time: 11 anni

Ora immaginiamo di lavorare sul possibile accoppiamento di questo investimento con un impianto di accumulo di dimensione e costo da stimare in modo da massimizzare il ritorno economico.

In questo caso, a differenza del domestico, non si lavorerà con un accumulo di dimensione fissata che mi rende massima la quota di autoconsumo in quanto questo comporterebbe il raggiungimento di una taglia “esagerata”, con risvolti economici fortemente negativi sull’investimento, in quanto il margine di miglioramento ottenibile risulta essere molto limitato (per avere una crescita del 10% bisognerebbe installare una capacità di oltre 250 kWh).

Lo studio quindi, si è basa su un’analisi degli indicatori economici al variare di taglia e costo specifico dell’accumulo.

I risultati ai quali arriviamo sono mostrati nel seguito e mettono in mostra come siano evidenti le considerazioni fatte in precedenza.

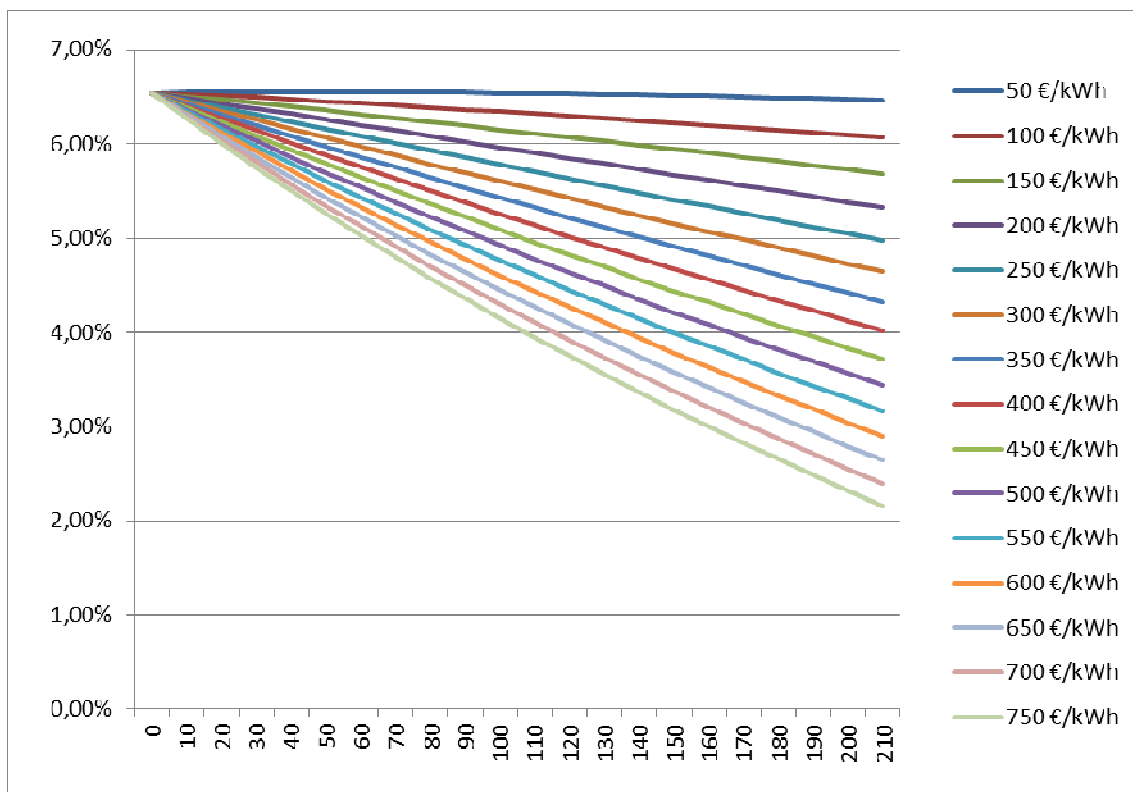


Figura 35 IRR al variare della taglia accumulo (kWh) parametrizzato sul costo specifico dello stesso

A differenza di quanto fatto nei casi già studiati, in questa occasione viste le taglie dell'accumulo in gioco si è pensato di limitare il range di costo, in modo da migliorare la discretizzazione dell'intervallo per verificare, soprattutto a per costi specifici molto ridotti se ci fosse una configurazione ottimale.

Come si vede dalla Figura 35, in questa logica di applicazione, non si nota una combinazione ottimale di lavoro, se non per prezzi intorno ai 50 €/kWh, che non migliorano, ma almeno lasciano l'investimento del tutto "indifferente" in seguito all'integrazione dell'accumulo.

In quest'ottica si può, in seguito ai risultati ottenuti, affermare che un dispositivo di accumulo va a deteriorare l'investimento indipendentemente dal costo dello stesso e che non esiste, a maggior ragione, una taglia ottimale di installazione.

La stessa cosa può essere mostrata anche utilizzando il PB Time, che possiamo considerare come l'indice complementare dell'IRR utilizzato in precedenza.

Nel seguito per migliorare la leggibilità, è riportato solo l'andamento dell'indice per il costo specifico pari a 400 €/kWh che sembra poter essere considerato un buon caso esemplificativo.

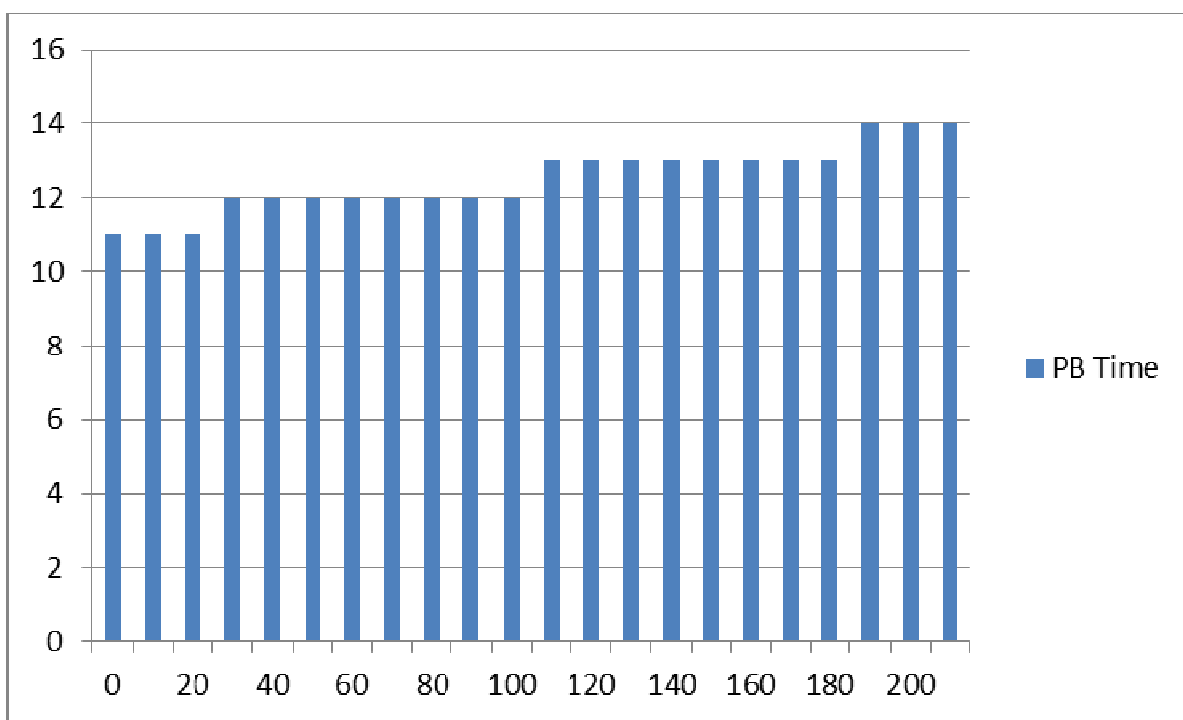


Figura 36 PB Time al variare della taglia dell'accumulo (kWh) per un costo specifico di 400 €/kWh

Detto questo, risulta immediato arrivare alla conclusione che in questo tipo di impianto si ha una configurazione iniziale che è già una condizione, se non ottimale, molto buona dal punto

di vista economico, e che difficilmente si potrà configurare in un diverso modo per migliorare la gestione economica dell'energia.

Questo ripetiamo è dovuto a due fattori principalmente:

- Il limitato costo dell'energia elettrica acquistata nel caso di aziende rispetto al prezzo sostenuto da un'utenza domestica;
- L'elevata quota di energia auto consumata di partenza per un'utenza di questo tipo.

Detto ciò analizziamo ugualmente le altre due utenze industriali considerate, anche se ci si aspetta di avere ulteriori riscontri molto simili a quanto appena visto.

5.2.2 Azienda a cicli ripetitivi con pause festive (Acciaieria)

Analogamente a quanto mostrato in precedenza, anche in questo caso ci si adopera per evidenziare l'influenza che può avere l'integrazione di un impianto FV su un'azienda di questo tipo e, in seguito analizzeremo come varia la situazione, nel caso venga aggiunto un impianto per l'accumulo dell'energia elettrica.

In questo caso l'utenza analizzata è un'acciaieria con potenza contrattuale di 200 kW. Questo tipo di utenza lavora con cicli ripetitivi, su 5 giorni la settimana rispettando le festività come si può analizzare dal monitoraggio dell'assorbimento durante tutto l'anno.

Tenendo il prezzo specifico per l'impianto FV costante e pari a 1600 €/kWp (IVA esclusa), si osserva che in questo tipo di utenza un impianto FV eventualmente installato sul tetto dell'edificio porta ad una caratterizzazione economica del tipo:

- IRR: 5.985%
- PB: 12 anni

In questa tipologia di utenza, essendo che durante i week end l'attività industriale tace, la quota di autoconsumo si riduce di qualche punto percentuale, arrivando ad un 63% invece di quasi un 80% determinato nel caso precedente.

Questo porta subito a pensare che, in linea con quanto analizzato anche nel caso domestico ci sia una maggiore possibilità per un impianto di stoccaggio di trovare uno spazio di lavoro.

Vediamo nel seguito, analogamente al caso precedente, cosa succede nel caso in cui venga inserito un impianto di accumulo di taglia variabile e considerando un costo specifico dello stesso crescente in un range da 50 a 750 €/kWh.

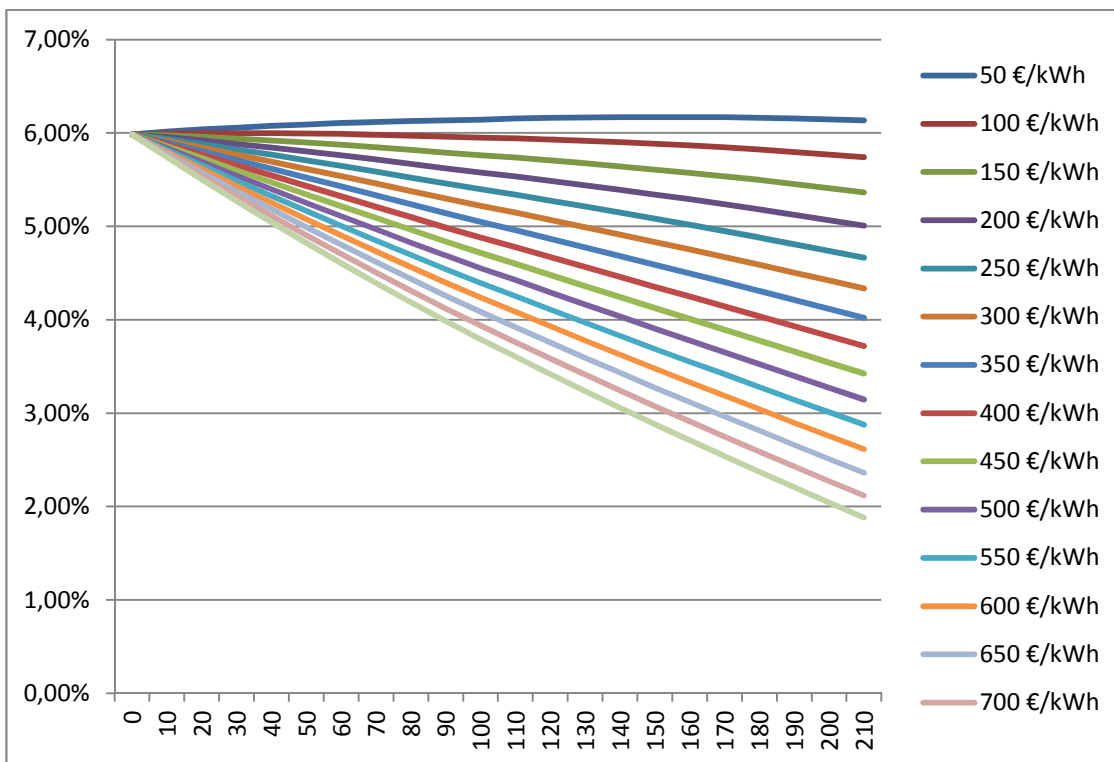


Figura 37 IRR al variare della taglia accumulo (kWh) parametrizzato sul costo specifico dello stesso

Osservando il grafico sopra riportato, in Figura 37, si nota, anche se in modo non troppo evidente come, dato un margine di lavoro maggiore sull'autoconsumo, ci siano, anche se molto ridotte, possibilità di accoppiamento tra FV e ESS anche dal punto di vista economico. Questo è vero, a scapito però di accettare costi di lavoro molto bassi, inferiori ai 100 €/kWh che, dati alla mano, sembrano costi da sogno osservando lo stato del mercato attuale.

Il particolare di cui si è appena parlato è evidenziato nella Figura 38, che segue:

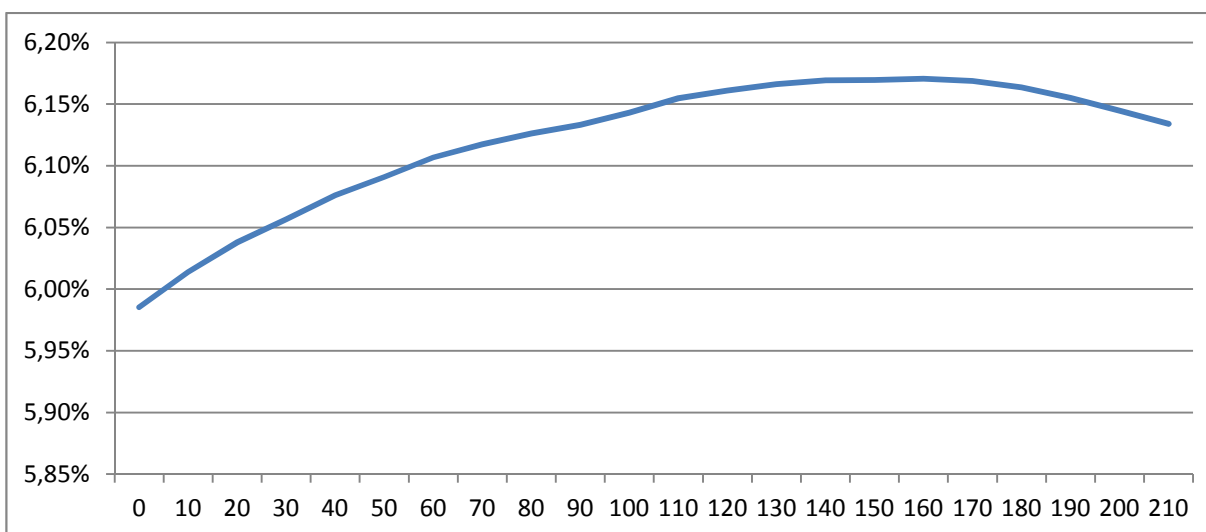


Figura 38 IRR al variare della taglia di accumulo nel caso di costo specifico pari a 50 €/kWh

In questo caso quindi, si può affermare come per costi di lavoro molto bassi ci sia la possibilità di migliorare la “gestione” dell’energia con un piccolo beneficio anche dal punto di vista economico.

Rimanendo però con i piedi per terra, risulta molto evidente che l’installazione di un impianto FV risulta ancora un buon investimento a se stante per cui, una spesa ulteriore, anche se irrisoria va solamente a peggiorare l’investimento dal punto di vista di “chi spende”.

5.2.3 Azienda a cicli di lavoro casuali con pause festive (Marmificio)

In questo paragrafo continuiamo l’analisi fin qui condotta dando spazio ad un’ultima tipologia di utenza. Si tratta di un marmificio caratterizzato da lavorazioni con orari casuali, in cui non viene nemmeno sempre rispettata la pausa festiva.

Per capire meglio la tipologia di utenza della quale si parla è utile riportare in seguito alcuni giorni lavorativi caratteristici.

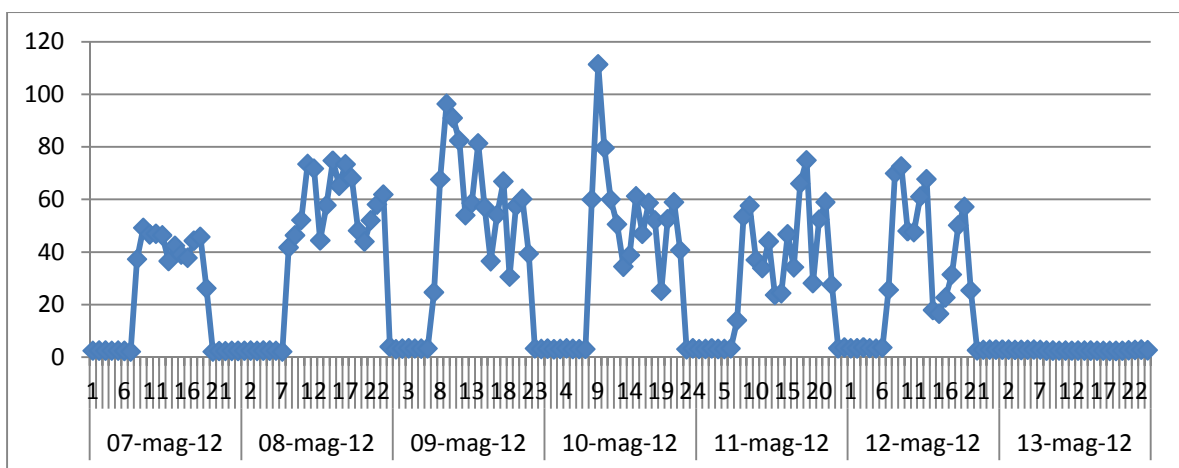


Figura 39 Andamento degli assorbimenti di energia in una settimana di lavoro caratteristica (kWh)

Dal grafico sopra riportato si possono evincere alcune osservazioni che sono state richiamate in precedenza.

In particolare si può osservare come i cicli di lavoro siano abbastanza casuali, ed in particolare fissata una potenza minima di base intorno ai 40 kW, si osserva che i picchi dei diversi cicli di lavoro si susseguono nelle diverse giornate ad orari del tutto casuali con valori massimi però molto distanti dal valore di potenza contrattuale (225.6 kW).

Soprattutto questa ultima nota mette in luce come un impianto FV magari di dimensione sostenuta, intorno ai 200 kWp come ipotizzato negli esempi precedenti, risulti consono alla potenza contrattuale ma sia sovradimensionato per le reali necessità dell’utenza considerata.

Per rendere confrontabili i risultati ottenuti, per le motivazioni citate in precedenza e per analizzare una tipologia di situazione diversa dalle precedenti la scelta per la taglia di impianto fotovoltaico da installare cade ancora sui 200 kWp.

Ora, come fatto nei casi precedenti andiamo a osservare questa installazione come viene tradotta in termini economici; in termini pratici, ricordiamo come questo sia possibile, se la struttura che ospita l'attività considerata consente l'installazione di un impianto di questa tipologia, che come detto si aggira intorno ai 1400 mq di superficie.

Adottiamo sempre un costo specifico di installazione pari a 1600 €/kWp (IVA esclusa). In questo caso la quota di energia auto consumata parte da un valore relativamente basso per le normali utenze industriali, pari circa ad un 52%. Da notare come in questo caso, i valori di energia prelevata ed immessa siano diversi in quanto la prodotta supera la consumata di circa un 20%, e questo appunto per il fatto che l'impianto, che immaginiamo di installare, è sovradimensionato per l'utenza in questione.

Gli indici economici caratteristici di questa installazione risultano essere:

- IRR: 4.29%
- PB: 14 anni

Come fatto nei casi precedenti, immaginiamo ora di installare un impianto di accumulo di dimensione e costo specifico variabile consono all'impianto FV appena "installato".

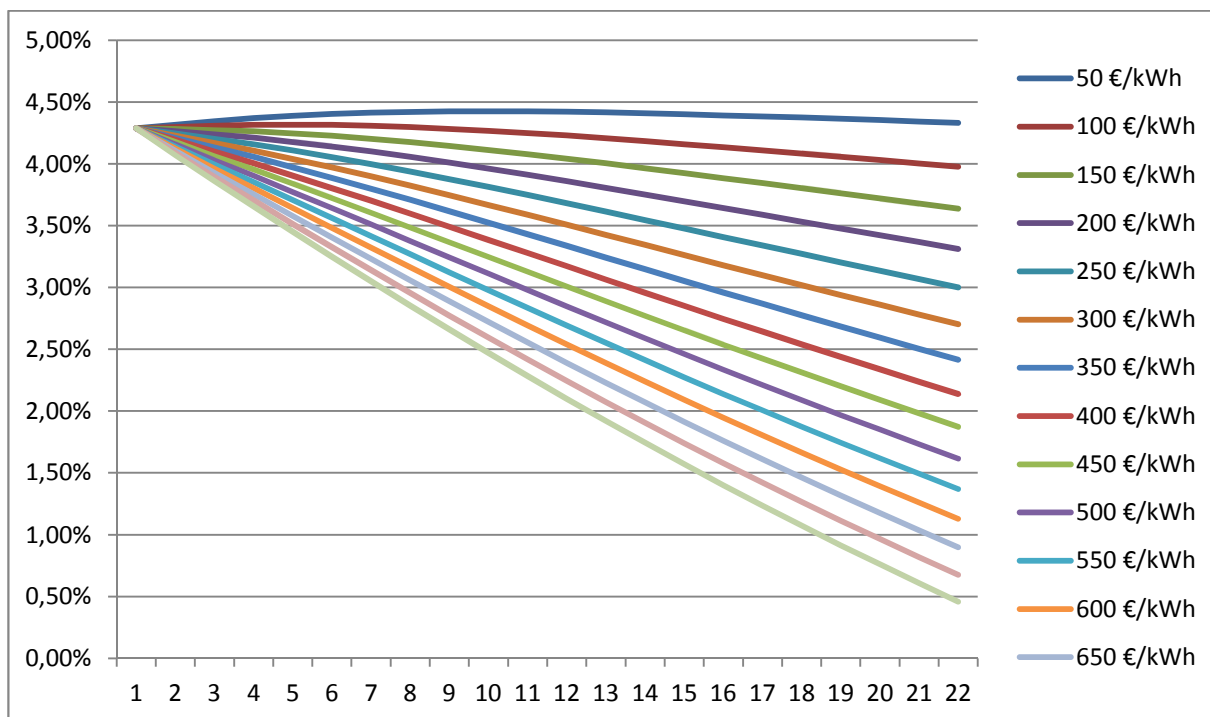


Figura 40 IRR al variare della taglia accumulo (kWh) parametrizzato sul costo specifico dello stesso

Anche in questo caso, si può osservare una situazione analoga alla precedente ; per spiegare in modo adeguato quello che succede in questa tipologia di utenza, in cui analogamente alla precedente, durante i periodi festivi non si ha consumo di energia a dispetto di una produzione invece presente, bisogna analizzare i flussi di potenza caratteristici di una giornata festiva.

Per una giornata festiva tipica viene riportato nel seguito, un grafico in cui si evidenzia lo stato dell'accumulo; da questo è immediato trovare risposta alla domanda che nasce spontanea dall'analisi della figura precedente: “perché in questo caso, visto che partiamo da una quota di energia auto consumata più bassa, la situazione non migliora rispetto ai casi studiati in precedenza?”.

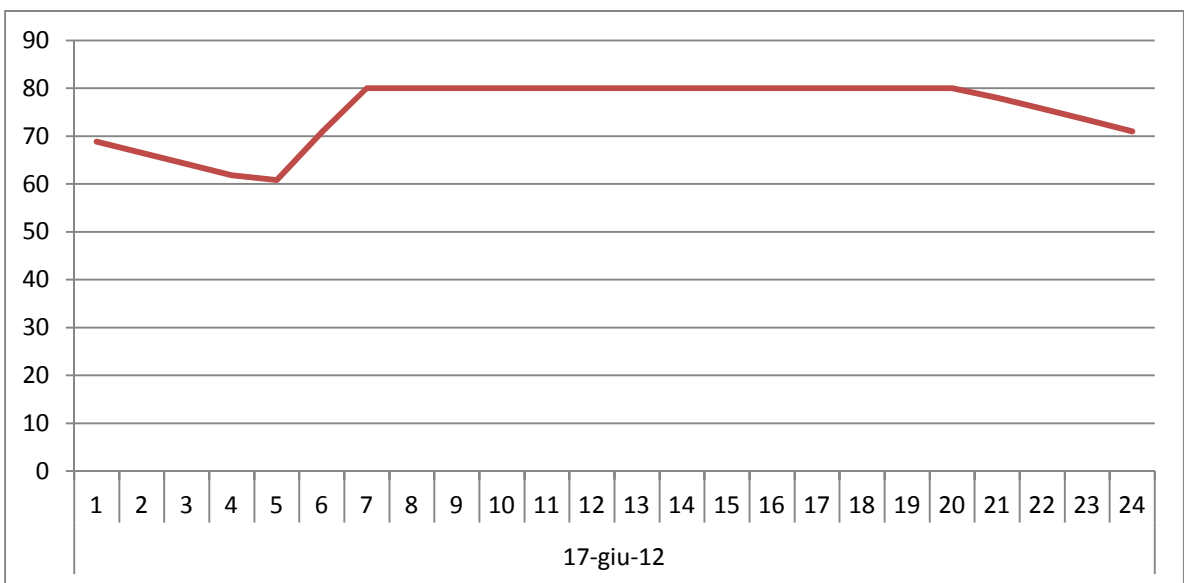


Figura 41 Stato accumulo da 100 kWh (lordi) in una domenica di gennaio

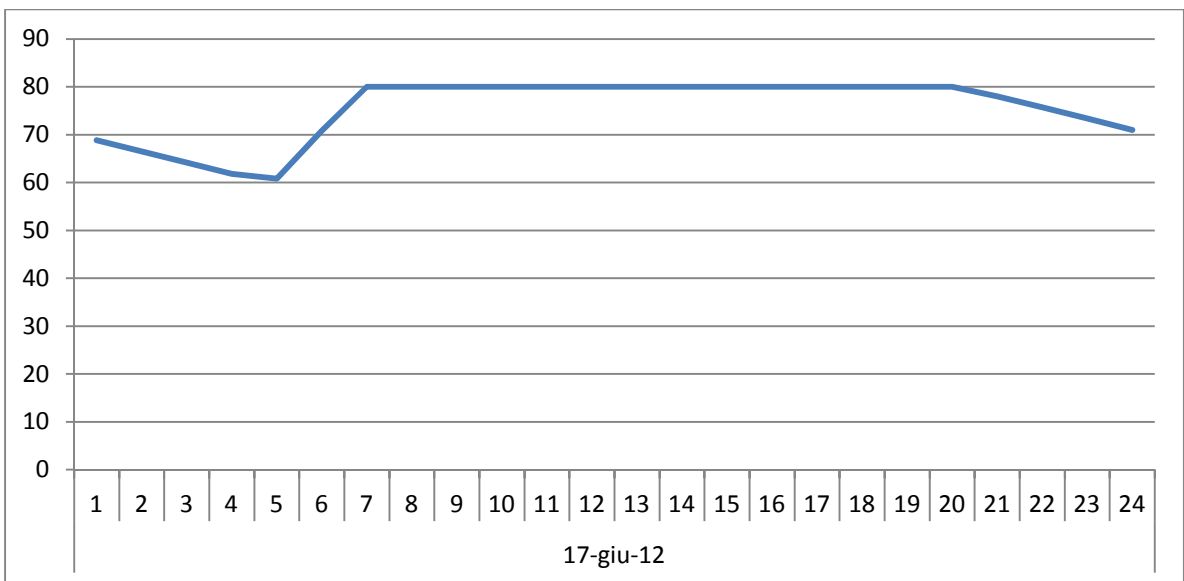


Figura 42 Stato accumulo da 100 kWh (lordi) in una domenica di giugno

Come si evince dai grafici risulta, ai fini dell'aumento della quota di autoconsumo, praticamente ininfluenza l'utilizzo di un dispositivo di accumulo, in quanto per la maggior parte delle ore (nel periodo in cui l'impianto FV produce in modo consistente) l'accumulo si trova saturo e quindi il sistema si comporta come un puro FV.

Si è vero, il comportamento è molto simile a quello di un sistema con solo impianto fotovoltaico, ma con un investimento sostenuto maggiore vista la presenza di un dispositivo di accumulo; questo si traduce in un più limitato range di convenienza dell'investimento che tradotto, porta ad un IRR più basso praticamente in tutti i casi di prezzo reali.

Questo è anche indipendente sia dalla quota di energia auto consumata di partenza sia dalla dimensione del sistema di accumulo associato, in quanto la produzione del FV rispetto alla consumata nei giorni festivi di mezza estate porta a saturazione l'accumulo in pochissime ore tornando al caso sopracitato anche per taglie intorno ai 400-500 kWh; questo si traduce in un aumento di auto consumata praticamente trascurabile a scapito di un esborso di denaro considerevole (si ha un limitato vantaggio economico dovuto all'impiego dell'accumulo).

Analizzato questo caso particolare e tratte le conclusioni fin qui discusse, si può affermare che un impianto FV + ESS trova convenienza solamente a prezzi ridottissimi, se c'è un buon margine di aumento della quota di energia auto consumata a seguito dell'intervento dell'accumulo e se la tipologia di utenza presenta lavorazioni a ciclo continuo su 7 giorni la settimana così da evitare che in alcuni periodi il binomio accumulo-FV si comporti da monomio fotovoltaico, perdendo il già piccolo margine di guadagno ottenibile.

5.3 Analisi eolico

Arrivati a questo punto, non resta che passare all'ultimo case study che verrà presentato.

Si analizzeranno i possibili effetti di un'integrazione di un dispositivo di accumulo con un impianto da fonte rinnovabile di tipo eolico.

L'idea di partenza, è partita dall'analisi del parco eolico di Rivoli Veronese che, soprattutto nell'ottica di un'analisi basata sulla logica del Time Shift sembrava essere ideale. In questo impianto, infatti, la produzione concentrata nelle ore di prima mattina o nelle ore del tramonto, che solitamente sono ore in cui il prezzo dell'energia elettrica presenta valori abbastanza bassi, potrebbe rendere estremamente vantaggioso lo "spostamento" di parte dell'energia generata in ore a fascia di prezzo più elevata (ponendo attenzione sul fatto che negli ultimi anni la logica dell'andamento di prezzo nelle 24 ore non è assolutamente una sicurezza). Però, dato lo storico limitato sul quale lavorare, in quanto sono pochi mesi che l'impianto risulta essere collegato alla rete, la scelta è caduta su un altro impianto eolico gestito da AGSM Verona Spa ossia l'impianto di Monterenzio. Questo campo eolico è formato da 16 turbine eoliche da 800 MW ciascuna, per un totale di 12.6 MW nominali.

Una volta analizzata la possibilità di impiego per l'accumulo sopracitata, sempre con riferimento al campo eolico di Monterenzio, andremo ad osservare se è possibile ottenere un beneficio economico che giustifichi l'investimento in un sistema di accumulo nel caso in cui si cercasse di diminuire l'esborso fiscale associato agli oneri di sbilanciamento; questo verrà analizzato senza però entrare troppo nel dettaglio di questa logica.

Senza richiamare a pieno quello che è stato indicato nei capitoli precedenti andiamo un attimo a ricordare quello che saranno le chiavi di questa analisi cercando di darne una valutazione poco tecnica, lasciando spazio ad una valutazione molto più intuitiva:

- Time shift: in base a questa logica, viene prelevata o nel caso di un impianto come quello del caso considerato, non immessa, una quota parte di energia (più o meno grande a seconda della taglia dell'accumulo rispetto alla potenza dell'impianto di produzione) nelle ore in cui il prezzo risulti essere limitato, per rilasciarla in rete nelle ore in cui il prezzo risulta superiore; bisogna ricordare che la differenza tra i prezzi di mancata vendita e di immissione successiva, deve essere almeno tale da contemplare il rendimento del sistema di accumulo e rilascio dell'energia altrimenti si lavorerebbe in perdita;
- Oneri di sbilanciamento: tralasciando la logica formale di questo "onere" accollato a tutti i gestori di impianti a fonte rinnovabile non programmabile (con potenza maggiore di 10 MW)

oppure impianti a produzione convenzionale (con taglie superiori a 1MW) si può affermare che questo può essere un onere o un ricavo per il produttore, indipendentemente se è presente o meno un errore nella programmazione (logicamente superiore alla franchigia). Questo meccanismo infatti, prevede in via indicativa, di avere un “onere” nel caso in cui la previsione oraria si scosti dalla produzione comunicata o programmata di un tasso maggiore del 20% (la franchigia dovrebbe essere stata ridotta al 10% per poi essere azzerata ma, in seguito a quanto successo con i vari ricorsi, e in base alle difficoltà previsionali in materia, il valore verrà tenuto costante per tutto il 2014, dopo che questo meccanismo è stato anche sospeso nei mesi scorsi). L’”onere” così indicato, può essere davvero una “perdita” oppure può risultare in un ricavo per il possessore dell’impianto; a seconda della situazione in cui versa la zona di rete a cui è connesso l’impianto considerato e del tipo di errore di programmazione, se in difetto o in eccesso, si possono verificare queste situazioni:

1. Produzione inferiore alla stimata e porzione di rete con alta richiesta di energia: in questa situazione l’errore in produzione influenza negativamente il comportamento di rete e il tutto risulta in un costo per il sistema che verrà in parte accollato al gestore dell’impianto;
2. Produzione inferiore alla stimata e porzione di rete con bassa richiesta di energia: in questo caso l’errore in difetto della produzione, favorisce un’ottima gestione del sistema per cui l’impianto verrà “premiato” con una valutazione superiore dell’energia rispetto al normale prezzo di vendita;
3. Produzione superiore alla stimata e porzione di rete con alta richiesta di energia: come al caso precedente l’impianto sopprime all’elevata richiesta di potenza migliorando globalmente il binomio produzione/consumo;
4. Produzione superiore alla stimata e porzione di rete con bassa richiesta di energia: in questo caso il surplus di potenza generata rispetto alla prevista, causa problemi alla gestione di rete per cui verrà accollato un onere al gestore dell’impianto.

Da un’analisi del meccanismo relativo agli oneri di sbilanciamento, si osserva come questo sia strettamente legato alla situazione di carico della rete in ogni ora della giornata in questione.

Questo è un dato a disposizione del solo gestore di rete di trasmissione, Terna, che comunica i dati relativi allo sbilanciamento entro i 30 giorni successivi al mese di competenza (fino al 2013 erano 45); questa informazione è quindi impossibile da conoscere da prevedere; in base

a quanto detto nel seguito verrà solamente, in modo indicativo, mostrato quello che accade nel caso dell'impianto da noi considerato mettendo in luce come un meccanismo di questo tipo renda impossibile una gestione efficiente del sistema di accumulo.

5.3.1 Time Shift Monterenzio

In base a quanto anticipato, partendo dallo storico dei dati di prezzo di vendita e dai dati di produzione degli anni 2010-2011 dell'impianto eolico di Monterenzio, si è immaginato di andare a ritroso osservando i benefici che sarebbero stato possibile ottenere, in seguito all'eventuale integrazione all'impianto di un sistema di accumulo.

Come detto nel caso del fotovoltaico, anche qui l'accumulo in questione sarà considerato reale con rendimento di circa un 80% (comprensivo di tutte le apparecchiature impiegate per conversione e controllo) con un rapporto energia /potenza per l'accumulo pari a 1.

Una interessante valutazione preventiva, riguarda la scelta della taglia ottima per l'accumulo; questa, infatti, deve contemplare due necessità:

- Essere adeguata allo scopo per il quale è pensata, ed in particolare deve permettere una gestione ottimale dell'energia in base al servizio richiesto;
- Avere dimensioni che non impattino in modo eccessivo sul territorio, visto già le difficoltà incontrate per gli impianti eolici dal punto di vista paesaggistico.

Per non effettuare un'analisi limitata in questo caso lo studio sarà fatto al variare della taglia dell'accumulo in modo da valutare in base alla taglia dell'impianto eolico qual è la configurazione ideale.

La logica di lavoro implementata prevede due alternative per la gestione dell'accumulo:

- tenendo sempre conto del minimo margine necessario tra prezzo di non immissione e prezzo di vendita (legato al rendimento del sistema), si presuppone la possibilità di dividere l'intervallo tra prezzo minimo e massimo di vendita in una serie di intervalli più o meno numerosi ($k+1$ intervalli), per cui più o meno ampi, e di acquistare quando il prezzo cade nella fascia di prezzo più bassa e di vendere nella fascia di prezzo più elevata. Questo assicura un margine di entrata e, attraverso un'altra considerazione si tiene anche conto del rendimento del sistema.

In questo caso si ha almeno un ciclo di carica-scarica, più o meno completa, al giorno garantendo un buon utilizzo del sistema di accumulo durante l'arco dell'anno;

- la seconda tecnica può essere vista come un' "estremizzazione" della precedente, in cui si vende e si accumula rispettivamente nelle ore di massimo e minimo prezzo; questo purtroppo assicura il massimo guadagno in termini di differenza di delta-prezzo ma non in termini assoluti, in quanto non è assolutamente detto che nelle ore di prezzo minimo ci sia produzione oppure che nelle ore di prezzo massimo, l'accumulo sia carico oppure ci sia margine di potenza sufficiente da permettere l'immissione della produzione e dell'accumulata (si è stabilito un limite massimo di potenza in immissione pari alla potenza nominale dell'impianto eolico).

In questo caso, non si è elaborato un vero e proprio business plan (BP) come fatto per l'impianto FV analizzato precedentemente, ma si è lavorato in modo molto più intuitivo come verrà mostrato nel seguito.

Partiamo con l'analizzare la prima logica di lavoro; facendo variare la taglia dell'accumulo tra 0 e 8 MWh (come vedremo non serve salire ulteriormente con la taglia per analizzare il comportamento del margine di guadagno), con una divisione dell'intervallo sopra descritto in $k+1$.

Dall'analisi del grafico riassuntivo che segue si osserva come, superato un certo valore del coefficiente k (asse delle ordinate), il margine di guadagno resta praticamente costante e questo è dovuto a come si "muovono" le curve di prezzo considerate.

Un'altra considerazione che si può fare a riguardo, è che il l'incremento di guadagno si assottiglia sempre di più man mano che si aumenta la taglia dell'accumulo e questo spiega come non convenga, oltre che per motivi ambientali e visivi, salire troppo con la taglia (è utile ricordare che 1MW di batterie ha la dimensione di circa un container a cui bisogna aggiungere tutto il blocco di gestione e controllo).

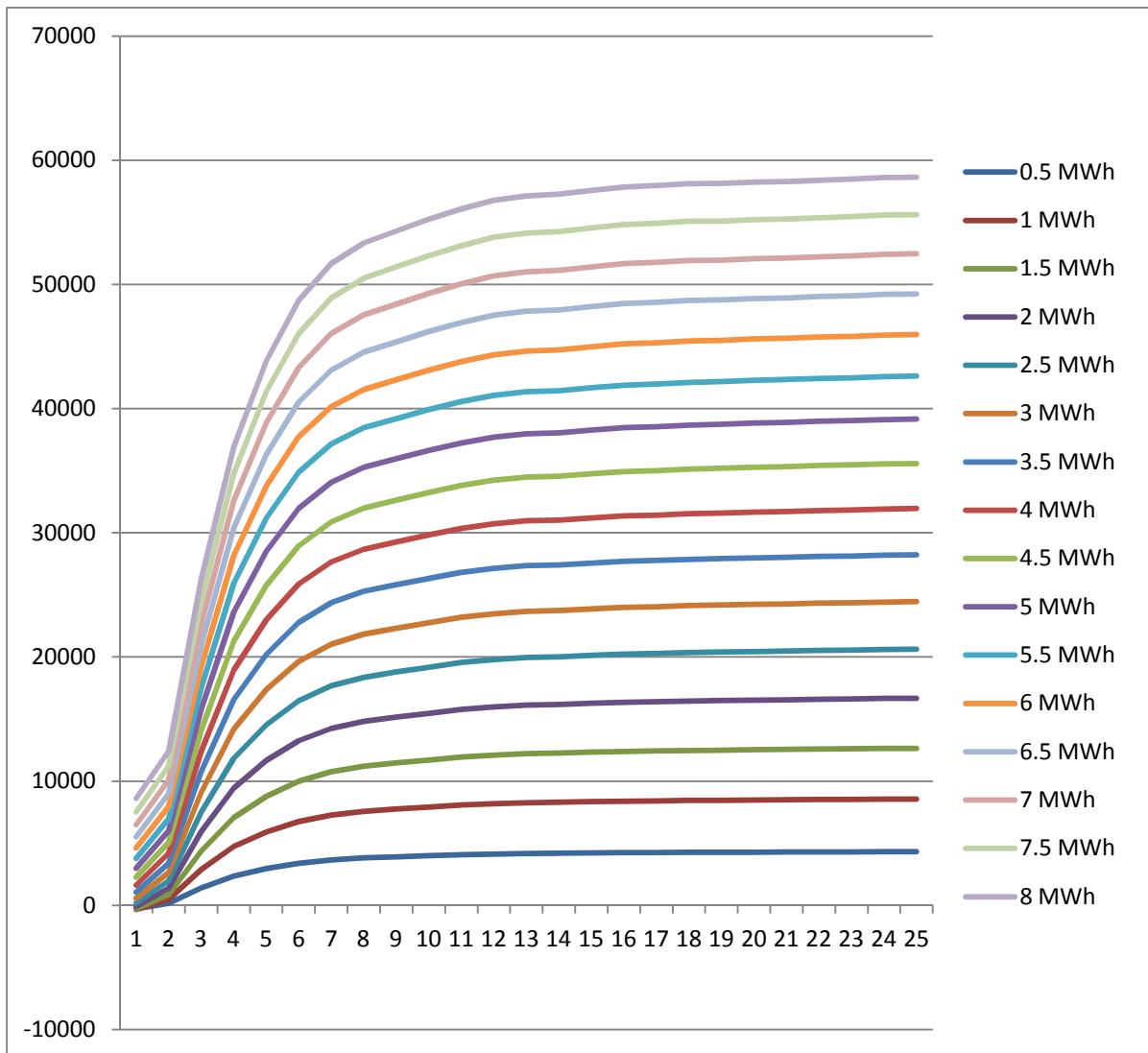


Figura 43 Analisi del margine di ricavo ottenibile dall'impiego di un accumulo per lo spostamento della curva di produzione (margine in funzione del coefficiente k parametrizzato sulla taglia dell'accumulo)

Dal punto di vista qualitativo, ad esempio nel caso di un accumulo da 2 MW evidenziato nella figura seguente, si vede che il margine annuale massimo ottenibile in questa logica si aggira intorno ai 16000 €. Considerando che l'accumulo così impiegato avrà una durata massima di 10 anni, vuol dire che il ricavo ottenibile resterà intorno ai 160000 € con un ricavo specifico nel caso di questa taglia di 80 €/kWh che è una cifra assolutamente “ridicola”, che non permette nemmeno lontanamente di rientrare con i costi di investimento.

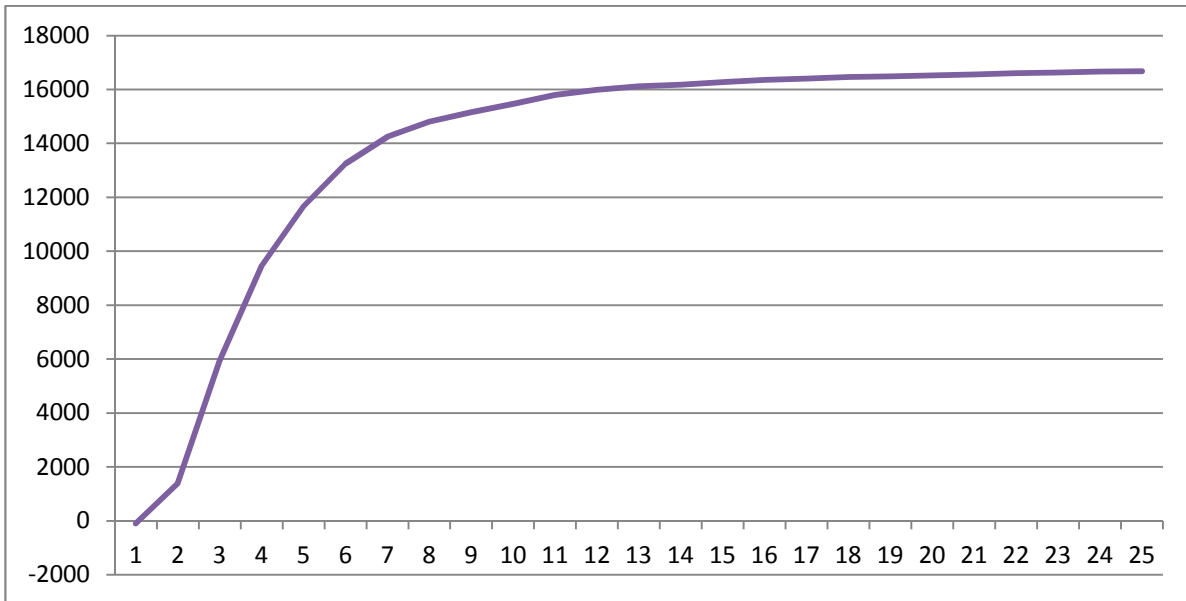


Figura 44 Andamento ricavi nel caso di accumulo da 2 MWh

La situazione che si ottiene nel secondo caso ipotizzato non è molto distante da quanto mostrato in questo caso, è quindi risulta in linea con quanto mostrato in precedenza.

In questo caso il margine aumenta a quasi 22000 €/anno nel caso di un accumulo da 2 Mwh, restando comunque ad un valore lontanamente utilizzabile nella praticità delle cose.

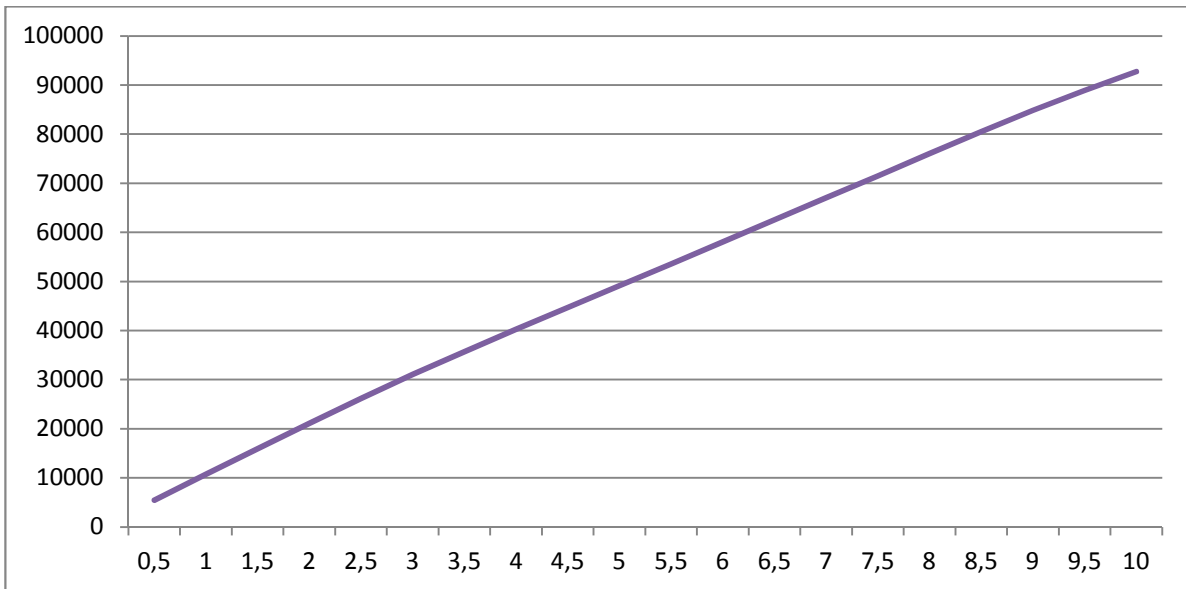


Figura 45 Margine di ricavo ottenibile nel caso di logica "prezzo massimo/minimo" (taglia massima 10 MWh)

In questa logica si vede come l'incremento del margine di ricavo sia linearmente crescente con la taglia dell'accumulo; questo come facile analizzare, anche se l'investimento fosse

remunerativo, non spingerebbe nessun investitore a parità di ricavo a sborsare un capitale maggiore, per cui gli investimenti se in questa logica verranno mai resi possibili, tramite incentivazioni mirate e/o abbattimento dei costi dei sistemi di accumulo, resteranno limitati alla minima taglia “utile” installabile.

5.3.1 Oneri di sbilanciamento Monterenzio

In base anche a quanto anticipato, in questo meccanismo, che a parete anche di molte istituzioni non è gestito, né come concetto di base né come logica, nel modo migliore, si ha una certa difficoltà a dare dei risultati numerici concreti.

I margini di guadagno che si hanno in questa logica risultano del tutto confrontabili con quelli che si avevano in precedenza. Questi però sono stati ottenuti analizzando l’effetto di una riduzione sull’errore di programmazione in logiche del tutto casuali.

In particolare nel caso considerato, si è verificata una situazione in cui ad una riduzione complessiva dell’errore di produzione rispetto alla programmata (scarto quadratico medio), corrispondeva un aumento degli oneri, per cui un peggioramento della situazione finanziaria dell’impianto; questo unito al fatto che la valutazione reale non prevede nessuna possibilità di programmare la gestione dell’accumulo in modo coerente con una logica che tenga conto della situazione di rete (dato sensibile, disponibile solo a Terna) e dell’errore in eccesso o in difetto della produzione reale rispetto alla programmata, rende del tutto impossibile gestire questo tipo di meccanismo in modo “pensato”.

Per dimostrare quanto detto, e per marcare ancor più il fatto che il meccanismo degli oneri così redatto non è un metodo che permette di conseguire il fine cercato, si è ipotizzato, andando a lavorare su dati a disposizione perché forniti da Terna per i mesi antecedenti, di avere una produzione costante pari alla potenza nominale per l’intero arco temporale considerato; conclusione: ricavi consistenti dovuto al meccanismo degli oneri di sbilanciamento contro un errore di programmazione “esagerato”.

Detto ciò, da questa analisi segue che non è possibile, se non rigor di logica, sfruttare in modo economicamente conveniente un dispositivo di accumulo al fine di conseguire una riduzione degli oneri di sbilanciamento e che nel caso fosse possibile, il beneficio economico si aggirerebbe intorno ai 100-120 €/kWh.

Conclusioni

Alla fine delle considerazioni fatte nell'intero documento, sembra possibile affermare che i dispositivi di accumulo siano l'unica via perseguibile per limitare l'impatto di una essenziale diffusione delle FRNP, al fine di limitare l'impatto che queste ultime hanno sulla rete "tradizionale" oggi presente.

Questa necessità, non è affiancata ancora da un meccanismo normativo che delinei in modo chiaro quali siano le reali linee guida in materia e che permetta di dare fiducia ad acquirenti in materia di accumuli. Tantomeno, sono stati elaborati o previsti meccanismi incentivanti o agevolativi che permetterebbero almeno inizialmente, di favorire una possibile diffusione di questi dispositivi come accaduto in Germania e California, portando molto probabilmente ad una diminuzione rapida dei prezzi per effetto di produzioni di scala; è auspicabile una riduzione dei prezzi nei prossimi anni di un 40-50% rendendo la tecnologia appetibile per certi tipi di applicazioni.

Parlando di incentivazione, il meccanismo dello scambio sul posto così com'è stato pensato, porta a cercare già da se l'ottima gestione dell'energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile; questo non è sufficiente a garantire la sicurezza del sistema elettrico e quindi, sembra essenziale garantire in un futuro prossimo, una remunerazione per tutti i servizi che i dispositivi di accumulo, affiancati agli impianti da FRNP, possono mettere a disposizione del sistema elettrico (regolazione di tensione, frequenza ecc), così da vederne la successiva diffusione.

Parlando invece, delle applicazioni possibili, congruentemente con studi effettuati da enti pubblici o aziende del settore, sembra evidente come l'applicazione sul FV domestico sia la più vicina alla realizzabilità e alla convenienza economica, soprattutto in logica di assenza del meccanismo di scambio sul posto; in questo caso, infatti, data la bassa quota di energia auto consumata iniziale e i prezzi elevati dell'energia acquistata sembra esistere la situazione di massimo interesse economico conseguibile, che magari a seguito di uno piccolo sforzo economico potrebbe portare ad una diffusione massiva della tecnologia.

Nel caso industriale invece, sia per i prezzi più bassi dell'energia, sia per le già elevate quote auto consumate sia, anche se in minima parte, per i prezzi più bassi per l'installazione del FV, sembra esserci meno margine di lavoro per un sistema di accumulo, così come nel caso eolico dove sembra, alla situazione attuale, improponibile pensare ad una installazione di questo tipo.

Per concludere, si può affermare che è interesse collettivo lanciare un nuovo mercato come quello dei dispositivi di accumulo su scala nazionale perché permetterebbe di creare nuovi posti di lavoro e rilanciare, seppur in piccola parte l'economia del Paese. Al fine di raggiungere questo, serve nel breve periodo, elaborare un meccanismo che favorisca questa tecnologia (come fatto per il fotovoltaico agli inizi, senza incorrere negli errori del passato incentivando in modo sconsiderato e mal posto), elaborare una normativa adeguata in modo da eliminare ogni controversia possibile e trarre conclusioni utili dai progetti pilota sulle quali lavorare, per raggiungere tutti gli obiettivi conseguibili nel miglior modo e minor tempo possibile.

Ringraziamenti

Un ringraziamento particolare è rivolto ad AGSM Verona S.p.a che ha messo a disposizione dati sensibili per l'elaborazione di questa tesi. In particolare si ringraziano l'Ing. Giusti Marco, per l'esperienza e la sensibilità mostrata riguardo gli argomenti trattati e il Dott. Ing. Scala Andrea per la disponibilità e la serietà mostrata nel corso dello svolgimento del lavoro svolto.

Un ringraziamento va anche a tutti quei colleghi che hanno assistito l'attività che ha portato ai risultati mostrati.

Bibliografia

- ANIE ENERGIA, “Residential Electrical Stoccaggio Systems (RESS)”, Settembre 2013
- School of Management, Politecnico di Milano, Dipartimento di Ingegneria Gestionale, “Smart Grid Report”, Luglio 2013;
- A.Totaro, F. Zanellini “Introduzione ai sistemi di accumulo: Disciplina, diffusione, prospettive”, Asso rinnovabili, Milano 20 novembre 2013;
- M. Delfanti, D. Falabretti, Politecnico di Milano, Dipartimento di Ingegneria, “Stoccaggio per integrare le rinnovabili nella rete. Esperimenti in corso e possibili evoluzioni delle regole del gioco”, Asso rinnovabili, Milano 20 novembre 2013;
- L. Stefanoni, D. Manocchia “Soluzioni di mercato; l’esperienza di Siemens”, Asso rinnovabili, Milano 20 novembre 2013;
- S. Nassuato “Soluzioni di mercato; l’esperienza di FIAMM”, Asso rinnovabili, Milano 20 novembre 2013;
- R. Caldon, *Impianti di produzione dell’energia elettrica*, Padova, Edizioni Libreria Progetto Padova;
- P. Berra, L. De Paoli, G. Zingales, *Appunti per il corso di Economia delle Fonti Rinnovabili*, Padova, CLEUP Editrice;
- TERNA “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia”, 2012;
- Produttori con elenco delle sezioni AT/MT con inversione di flusso, http://www.enel.it/it-IT/doc/reti/enel_distribuzione/produttori_elenco_delle_sezioni_at-mt_con_inversione_flusso3.pdf, 28 febbraio 2014;
- Incentivi sistemi di accumulo fotovoltaico: un successo in Germania, <http://www.greenstyle.it/incentivi-sistemi-di-accumulo-fotovoltaico-un-successo-in-germania-51979.html>, 2014.