



UNIONE EUROPEA
Fondo Sociale Europeo
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR

Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

Classificazione dei sistemi di accumulo in base all'applicazione ed al contesto

Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D1.3



Avviso	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
Codice progetto	ARS01_01259
Nome del progetto	Community Energy Storage Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud
Acronimo	ComESto
Documento	D1.3
Tipologia	Rapporto Tecnico
Data di Rilascio	10/06/2019
Obiettivo Realizzativo	OR1
Attività Realizzativa	A1.3
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, ENEA, FBK
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Gabriella Rossi - ENEA Maria Valenti - ENEA Valeria Palladino - ENEA Debora Cilio - DiSPeS UNICAL Marilena De Simone - DIMEG UNICAL Liliangela Callea - DIMEG UNICAL Nicola Destro - FBK Edoardo Gino Macchi - FBK Martina Trini - FBK
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Anna Pinnarelli - UNICAL Simone Tegas - e-Distribuzione Luigi Crema - FBK
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

SOMMARIO

Sommario.....	8
1 Le tecnologie di accumulo energetico: accumulo elettrico	9
1.1 Tecnologie elettrochimiche	12
1.1.1 Descrizione e principi di funzionamento	12
1.1.2 Ambito di applicazione	22
1.1.3 TRL e costi.....	24
1.1.4 Impatto ambientale.....	26
1.1.5 Vantaggi e svantaggi.....	26
1.2 Tecnologie meccaniche.....	28
1.2.1 Descrizione e principi di funzionamento	28
1.2.2 Ambito di applicazione	30
1.2.3 TRL e costi.....	31
1.2.4 Impatto ambientale.....	31
1.2.5 Vantaggi e svantaggi.....	32
1.3 Tecnologie elettrostatiche	33
1.3.1 Descrizione e principi di funzionamento	33
1.3.2 Ambito di applicazione	36
1.3.3 TRL e costi.....	36
1.3.4 Impatto ambientale.....	37
1.3.5 Vantaggi e svantaggi.....	37
1.4 Tecnologie basate sull'idrogeno	38
1.4.1 Descrizione principi di funzionamento	38
1.4.2 Ambito di applicazione	40
1.4.3 TRL e costi.....	41
1.4.4 Impatto ambientale.....	43
1.4.5 Vantaggi e svantaggi.....	43
2 Le tecnologie di accumulo energetico: accumulo termico	44
2.1 Tecnologie a calore sensibile	46
2.1.1 Descrizione e principi di funzionamento	46
2.1.2 Ambito di applicazione	51
2.1.3 TRL e costi.....	51
2.1.4 Impatto ambientale.....	51
2.1.5 Vantaggi e svantaggi.....	51
2.2 Tecnologie a calore latente.....	53

2.2.1	Descrizione e principi di funzionamento	53
2.2.2	Ambito di applicazione	54
2.2.3	TRL e costi.....	54
2.2.4	Impatto ambientale.....	55
2.2.5	Vantaggi e svantaggi.....	55
2.3	Tecnologie termochimiche	55
2.3.1	Descrizione e principi di funzionamento	55
2.3.2	Ambito di applicazione	56
2.3.3	TRL e costi.....	56
2.3.4	Impatto ambientale.....	56
2.3.5	Vantaggi e svantaggi.....	56
3	Accumulo per le Energy Community.....	58
3.1	Tecnologie di accumulo elettrico.....	58
3.2	Tecnologie di “accumulo idropotabile”	59
3.3	Tecnologie di accumulo termico.....	60
4	Profilazione e clusterizzazione delle utenze	61
4.1	Profilazione delle utenze.....	62
4.2	Finalità della profilazione.....	63
4.3	Acquisizione dei consumi	63
4.4	Acquisizione dati relativi alle caratteristiche dell’edificio e delle utenze	63
4.4.1	Caratteristiche dell’edificio.....	64
4.4.2	Caratteristiche dell’utenza	65
4.4.3	Apparecchiature elettriche ed elettrodomestici	65
4.4.4	Altre caratteristiche considerate	66
4.5	Definizione delle variabili di interesse	66
4.6	Tecniche di clusterizzazione.....	68
5	Conclusioni.....	68
6	Riferimenti bibliografici.....	73

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Correlazione logica tra i prodotti della ricerca della A1.3	8
Figura 2 - Incidenza dei principali parametri prestazionali rispetto al totale per le tipologie di accumulo più diffuse [3].....	10
Figura 3 - Confronto tra sistemi di accumulo elettrico in funzione di potenza nominale e tempo di scarica alla potenza nominale [3]	12
Figura 4 - Principio di funzionamento di una batteria VRFB (immagine dal Web).....	19
Figura 5 - Rappresentazione schematica dello stack di una batteria a flusso (immagine dal Web)	20
Figura 6 - Principio di funzionamento di un impianto di accumulo idrico mediante pompaggio [13].....	29
Figura 7 – Integrazione delle tecnologie P2G e P2P nel sistema energetico e interazioni con la rete elettrica e l’infrastruttura del gas naturale [19]	39
Figura 8 – Rappresentazione schematica delle tecnologie di accumulo termico	45
Figura 9 - Schema di un impianto solare combinato con collettori solari e caldaia dotata di serbatoio d’accumulo d’acqua [34]	49
Figura 10 - Schema di funzionamento di dispositivi ATES [Wikimedia Commons]	50
Figura 11 - Schema concettuale di un sistema di recinzione di copertura di un edificio con riflettività variabile [44].....	54
Figura 12 - Idoneità di alcuni sistemi di accumulo in funzione dell’ambito di applicazione [47].....	58
Figura 13 – Accumulo idroelettrico (a) e integrazione in una comunità energetica (b)	60
Figura 14 – Rappresentazione delle fasi per la profilazione delle utenze.....	62
Figura 15 - Idoneità delle diverse tecnologie di accumulo energetico in funzione delle applicazioni. Il livello di idoneità è valutato da 0 (tecnologia meno idonea) a 3 (tecnologia più idonea); A, Power quality applications; B, Bridging power applications; C, Energy management applications [8].....	69
Figura 16 - Confronto dei Sistemi di Accumulo per caratteristiche di costo/affidabilità e maturità tecnologica [73].....	71

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Rendimenti e tempi di vita previsti per diverse tecnologie di accumulo elettrochimico [4]	14
Tabella 2-Prestazioni degli accumulatori al Sodio/Cloruro di Nickel [5]	14
Tabella 3 - Prestazioni degli accumulatori al piombo/acido [5]	16
Tabella 4 - Confronto delle configurazioni chimiche delle Batterie Ioni-Litio.....	16
Tabella 5 - Prestazioni degli accumulatori agli ioni di litio [5]	18
Tabella 6 - Prestazioni per le batterie a flusso [8]	21
Tabella 7 - Parametri prestazionali tipici delle celle VRFB	22
Tabella 8 - Categoria di accumulatori elettrochimici per campo di applicazione	22
Tabella 9 - Confronto tra i costi di diversi dispositivi di accumulo elettrochimici [4]	25
Tabella 10 - Vantaggi e Svantaggi per le tecnologie di accumulo elettrochimico	27
Tabella 11 - Prestazioni per l’accumulo attraverso pompaggio idroelettrico [11], [14]	30
Tabella 12 - Vantaggi e Svantaggi dell’accumulo mediante pompaggio idroelettrico	32
Tabella 13 - Confronto tra supercapacitori ed accumulatori elettrochimici	35
Tabella 14 - Prestazioni dei Supercapacitori [14] [18].....	35
Tabella 15 - Vantaggi e Svantaggi dell’accumulo mediante supercondensatori.....	38
Tabella 16 - Prestazioni dei sistemi di accumulo ad idrogeno [19-23]	40
Tabella 17 - Vantaggi e Svantaggi dell’accumulo mediante idrogeno.....	44

Tabella 18 - Proprietà dei materiali utilizzabili per l'accumulo di energia termica a calore sensibile [28]	47
Tabella 19 - Vantaggi e svantaggi delle tecnologie SHTES [12]	52
Tabella 20 - Vantaggi e svantaggi delle tecnologie LHTES [12]	55
Tabella 21 - Prestazioni dei sistemi TES [23]	56
Tabella 22 - Vantaggi e svantaggi delle tecnologie termochimico [12].....	57
Tabella 23 - Quadro sinottico delle diverse tecnologie di accumulo termico per temperature di esercizio e ambito applicativo [46].....	61
Tabella 24 - Categorie di variabili da indagare per la profilazione delle utenze	67
Tabella 25 - Applicazioni lungo la power chain [8].....	69
Tabella 26 - Quadro sinottico riepilogativo delle tecnologie di accumulo in funzione delle relative applicazioni [45], [8]	69
Tabella 27 - Schema riepilogativo di Costi, TRL, Vantaggi e Svantaggi delle principali tecnologie di potenziale interesse per ComESTo	71

Abbreviazioni e acronimi

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
ACS	Acqua Calda Sanitaria
AEM	Anion Exchange Membrane
AFC	Alkaline Fuel Cell
Ah	Ampere Hours
AR	Attività Realizzativa
ATES	Aquifer Thermal Energy Storage
BESS	Battery Energy Storage Systems
BMI	Battery Management Interface
BMS	Battery Management System
CAES	Compressed Air Energy Storage
CSP	Concentrated Solar Power
CTES	Cold Thermal Energy Storage
DOD	Depth of Discharge (Profondità di Scarica)
E.C. Capacitors	Electrochemical Capacitors (o supercondensatori)
FER	Fonti di Energie Rinnovabili
FES	Flywheel Energy Systems
GSE	Gestore Servizi Energetici
HES	Hydrogen Energy Storage
HTTES	High Temperature Thermal Energy Storage
LA	Lead Acid
LHS	Latent Heat Storage
LTO	Lithium Titanate Oxide
LTTES	Low Temperature Thermal Energy Storage
LVRD	Low-Voltage Ride Through

MTTES	Medium Temperature Thermal Energy Storage
MRL	Manufacturing Readiness Level
OR	Obiettivo Realizzativo
PCM	Phase Change Material
PEM	Proton Exchange Membrane
PHES	Pumped Hydro-Electric Storage
PHS	Pumped Hydro Storage
PMI	Piccole e Medie Imprese
PV	Impianto Fotovoltaico
RER	Renewable Energy Resource
SCES	Supercapacitor Energy Storage
SHS	Sensible Heat Storage
SLI	Starting Lighting Ignition
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SOC	State of Charge (Stato di Carica)
SOE	Elettrolizzatore a Ossido Solido
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SHS	Sensible Heat Storage
T&D	Transmission and Distribution
TES	Thermal Energy Storage
TRL	Technology Readiness Level
TUS	Time Use Survey
UPS	Uninterruptible Power Supply
UTES	Underground Thermal Energy Storage
VLA	Vented Lead Acid
VRLA	Valve Regulated Lead Acid
VRFB	Vanadium Redox Flow Battery
ZBFB	Zinc-Bromine Flow Battery

SOMMARIO

Il presente documento, deliverable del progetto ComESTo, sintetizza i risultati delle attività condotte nell'ambito dell'OR1-A1.3 - "Classificazione e individuazione dei sistemi di accumulo utilizzabili in funzione delle applicazioni e dei contesti".

In linea con gli obiettivi generali del progetto, le attività condotte sono state orientate ad analizzare le diverse tipologie di accumulo evidenziandone proprietà, vantaggi, svantaggi e ambiti di applicazione nell'ottica di individuare le tipologie di accumulo più idonee alle utenze target del progetto e, in particolare, alle *Community Energy Storage*. Inoltre, allo scopo di rendere disponibile una classificazione delle utenze in funzione dei consumi energetici è stata definita una procedura di clusterizzazione tesa a raggruppare le utenze in cluster coesivi i cui elementi siano caratterizzati da forte somiglianza logica e ben distinti dagli elementi appartenenti ad altri cluster. A partire dai prodotti della ricerca dell'A1.3, quindi, è possibile definire dei cluster di utenti (applicando la procedura di clusterizzazione proposta¹) e "intersecare" i raggruppamenti ottenuti con il sinottico riepilogativo dei sistemi di accumulo così da definire la tecnologia di accumulo più idonea allo specifico cluster nell'ambito delle applicazioni tipiche delle *Community Energy Storage* (Figura 1).

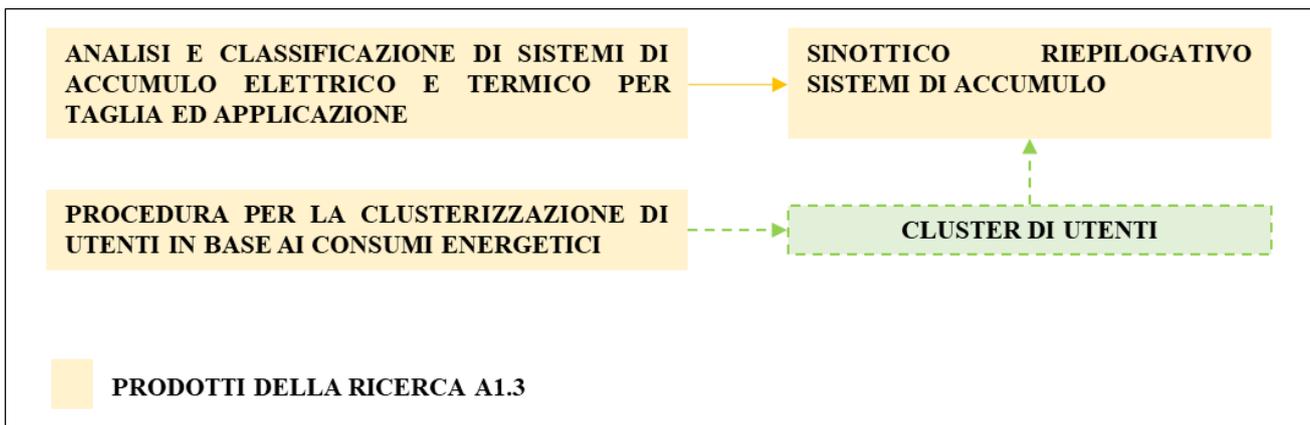


Figura 1 - Correlazione logica tra i prodotti della ricerca della A1.3

In sintesi, infine, il rapporto tecnico D1.3 è così strutturato: analisi critica dello stato dell'arte per le principali tecnologie di accumulo elettrico (capitolo 1) e termico (capitolo 2) con dettagli relativi al livello di maturità tecnologica e di diffusione commerciale, costi e problematiche ambientali, ambito applicativo; classificazione delle tecnologie di accumulo in relazione alle categorie di applicazione oggetto del progetto ComESTo (capitolo 3); metodologia per la profilazione e la clusterizzazione delle utenze, in funzione dei consumi energetici (capitolo 4); conclusioni e analisi sinottica di sintesi delle tecnologie di accumulo con particolare riferimento alle tecnologie più idonee al contesto applicativo del progetto (capitolo 5).

¹ La A1.3, come da obiettivi di progetto, non individua cluster di utenti ma fornisce la procedura da applicare per la determinazione dei cluster in specifici contesti.

1 LE TECNOLOGIE DI ACCUMULO ENERGETICO: ACCUMULO ELETTRICO

L'utilizzo di tecnologie di accumulo di energia elettrica è in generale possibile in tutti i sottosistemi principali che realizzano i sistemi elettrici nazionali (generazione, trasmissione, distribuzione) e nelle relative utenze finali [1]. L'utilizzo di tali tecnologie, poi, trova anche applicazione nei sistemi elettrici isolati o organizzati in minigrad e, spesso, sono anche di vitale importanza in architetture organizzate in microgrid. In linea di principio, come ai più noto, le tecnologie in esame possono essere definite come tecnologie che consentono l'immagazzinamento di energia elettrica, sotto una diversa forma di energia potenziale, così da riaverla disponibile quando e, in alcuni casi anche dove², ve ne sia necessità.

Nel contesto di ComESTo, parafrasando la definizione del GSE, un sistema di accumulo elettrico include dispositivi funzionali all'assorbimento e al rilascio dell'energia elettrica e le apparecchiature per l'implementazione delle logiche di gestione e controllo tali da consentire un funzionamento continuativo del sistema di accumulo interfacciato con opportune tecnologie in parallelo alla restante parte del sistema elettrico al quale è connesso. Spesso, l'interconnessione alla restante parte del sistema, avviene con una rete che in Italia, di norma, è una rete con obbligo di connessione di terzi e, in tal caso, il sistema di accumulo, è in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

Le tecnologie per l'accumulo elettrico comprendono una vasta categoria di dispositivi. Una classificazione dei sistemi di accumulo frequentemente adottata in letteratura fa riferimento alla specifica **forma di energia** e distingue i sistemi di accumulo in:

- accumulo elettrochimico (batterie al piombo acido, agli ioni di litio, zebra, nichel-metallo idruro ecc.);
- accumulo di tipo meccanico (accumulo ad aria compressa CAES, volani meccanici ad alta e bassa velocità, bacini idroelettrici di pompaggio);
- accumulo di tipo elettrostatico (supercondensatori);
- accumulo di tipo elettromagnetico (*superconductive magnetic energy storage* - SMES)
- accumulo di tipo chimico (idrogeno).

Una prima scelta relativa al tipo di accumulo da adottare in un particolare contesto sarà sicuramente condotta considerando i parametri prestazionali richiesti nello specifico campo applicativo, tra cui fondamentali risultano [2]:

- **Capacità** [Ah]: quantità di carica elettrica che può essere estratta dal sistema durante la scarica. Nella maggior parte degli accumulatori elettrochimici, questo parametro non è univoco, ma dipende dal valore della corrente di scarica e dalla temperatura. La capacità nominale è la capacità corrispondente ad un particolare regime di scarica sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata ad una temperatura di riferimento, tipicamente 25°C.

² Si pensi alle soluzioni Vehicle to Grid (V2G), grazie alle quali è possibile accumulare energia prelevata dalla rete in un punto geograficamente differente dal punto nel quale l'energia accumulata può, poi, successivamente essere reimpressa.

- **Energia [Wh]:** energia che il sistema fornisce durante la scarica, partendo da una condizione di piena carica fino alla scarica completa, data dal prodotto della capacità per la tensione dell'accumulatore. Anche questo parametro dipende dal regime di lavoro. Per confrontare sistemi di tipo diverso, si utilizzano parametri specifici quali l'energia e la potenza specifica riferite al peso in kg del sistema ed espresse rispettivamente in Wh/kg e W/kg.
- **Efficienza energetica,** o rendimento di carica-scarica: rapporto tra l'energia scaricata e l'energia spesa per riportare il sistema di accumulo nello stato di carica iniziale.
- **Durata di vita:** tempo di esercizio dell'accumulatore, che ha termine quando le prestazioni del sistema degradano sotto i limiti operativi. Questo parametro può essere espresso in anni o in cicli di carica-scarica, con una profondità di scarica generalmente compresa tra l'80% e il 90%. La durata di vita di un accumulatore dipende fortemente dalle modalità di lavoro e si riduce drasticamente se sottoposto ad una gestione non corretta.
- **Stato di carica:** SOC: quantità di carica presente nell'accumulatore, rapportata ad un valore di riferimento molto spesso coincidente con la capacità nominale espressa in percentuale.
- **Profondità di scarica:** DOD: quantità di carica in Ah erogata da un accumulatore completamente carico, rapportata alla sua capacità nominale. È normalmente espressa in percentuale (%).
- **Costo specifico di realizzazione per unità di energia (Euro/kWh)**
- **Costo specifico di realizzazione per unità di potenza (Euro/kW)**

Un confronto tra l'incidenza dei principali parametri prestazionali rispetto al totale per le tipologie di accumulo più diffuse è di seguito riportato in Figura 2.

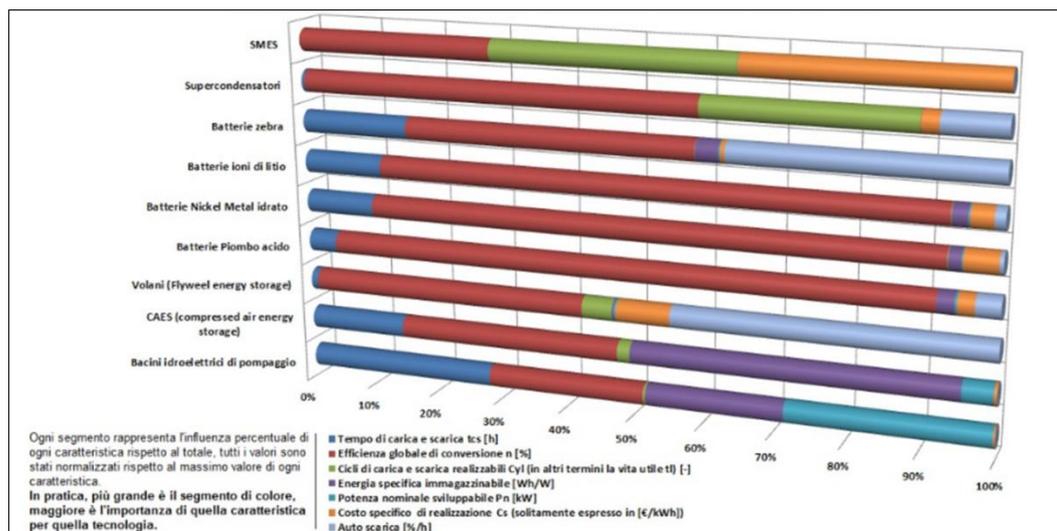


Figura 2 - Incidenza dei principali parametri prestazionali rispetto al totale per le tipologie di accumulo più diffuse [3]

A integrazione dei parametri prestazionali già richiamati, un elemento certamente rilevante ai fini della scelta di un sistema di accumulo riguarda la particolare tipologia di applicazione. I sistemi di accumulo, infatti, sono generalmente scelti in base alla funzione cui sono chiamati ad assolvere. Per applicazioni che richiedono elevati scambi di potenza con la rete elettrica per brevi periodi di tempo, ad esempio, sarà necessario ricorrere

a **tecnologie di accumulo che lavorano in potenza**; mentre si sceglieranno **tecnologie che lavorano in energia** ove sia richiesto l'accumulo di grandi quantità di potenza per periodi temporali più lunghi. Più in dettaglio, le principali applicazioni, tipicamente richieste ai sistemi di accumulo, si possono raggruppare nelle tre macro-categorie di seguito sinteticamente descritte [3].

- **Applicazioni di accumulo di brevissima (power quality, energy recovery system, UPS):** comprendono i sistemi di accumulo in grado di intervenire in brevissimo tempo, anche se con livelli di potenza limitati, a supporto della qualità della tensione di utenze privilegiate. Ricadono in questa categoria anche i sistemi di accumulo in grado di immettere/prelevare grandi quantità di energia per periodi molto limitati (es. recupero di energia in frenata nei veicoli elettrici). Fanno parte di questa categoria i supercondensatori ad alta potenza e gli SMES, tecnologie caratterizzate da bassi livelli di energia totale accumulabile e costi per kWh ancora elevati.
- **Applicazioni di supporto ai transitori di rete**, per lo spostamento di carico/produzione e il conseguente incremento dell'autoconsumo. Questa categoria di accumulo è quella in maggiore espansione, includendo quei sistemi di accumulo che compiono funzioni principalmente di load shifting (es. il sistema di accumulo abbinato ad un impianto a fonte rinnovabile consente di autoconsumare l'energia prodotta e accumulata, durante le ore di disponibilità della fonte, in ore in cui tale fonte non è disponibile ma è presente il carico). Ricadono in questa categoria anche applicazioni energy intensive come l'installazione nelle reti di distribuzione e di trasmissione di batterie ZEBRA atte a livellare i picchi di produzione (tipicamente da parchi eolici) o di domanda di carico a seguito di mancanza di produzione.
- **Applicazioni a supporto della rete.** Rientrano in questa categoria, le installazioni di grande potenza a supporto della regolazione della rete in tensione e in frequenza. Svolgono quindi un ruolo analogo a quello offerto dagli impianti termoelettrici tradizionali. Ad oggi, si utilizzano in tal senso, esclusivamente i bacini di pompaggio e più raramente i sistemi CAES. È evidente che il notevole impatto in termini paesaggistici e territoriali di questo tipo di impianti di accumulo rallenta la costruzione di nuove installazioni e, conseguentemente, l'espansione del mercato.

A conclusione di quanto finora richiamato, si riporta, in Figura 3, una sintesi delle principali funzioni assolte dai sistemi di accumulo elettrico.

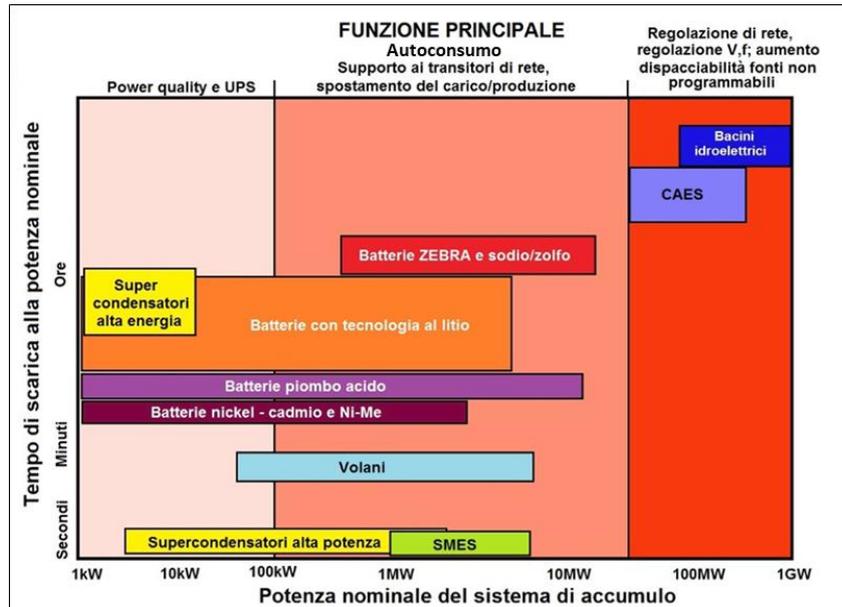


Figura 3 - Confronto tra sistemi di accumulo elettrico in funzione di potenza nominale e tempo di scarica alla potenza nominale [3]

Nel prosieguo del capitolo si riporta una sintetica descrizione delle principali tipologie di accumulo elettrico sopra richiamate.

1.1 TECNOLOGIE ELETTROCHIMICHE

1.1.1 Descrizione e principi di funzionamento

Gli accumulatori elettrochimici, noti anche come batterie, sono una tecnologia estremamente diffusa, in grado di trasformare in modo diretto energia chimica in energia elettrica. Il funzionamento di questa categoria di accumulatori si basa sui processi di ossido-riduzione e di elettrolisi che determinano una conversione reversibile dell'energia chimica in energia elettrica. Tali sistemi si differenziano dalle comuni pile primarie in quanto presentano una reazione di conversione dell'energia di tipo reversibile e, pertanto, sono denominati batterie secondarie per distinguerle da quelle primarie in cui la reazione di ossidoriduzione può procedere solo in una direzione (processo di sola scarica). Generalmente, sono costituiti da una struttura composta da due semi-celle separate da un setto poroso, ciascuna delle quali contiene un elettrodo (anodo e catodo) metallico immerso in soluzione elettrolitica (contenente generalmente ioni dello stesso metallo). Attraverso le reazioni di ossido-riduzione l'anodo, ossidandosi, cede elettroni al catodo che a sua volta si riduce; il flusso di elettroni generato viene successivamente intercettato da un conduttore. La reazione di elettrolisi, viceversa, permette la conversione dell'energia elettrica generata in energia chimica. L'elemento base di un sistema di accumulo elettrochimico è la cella elettrochimica, in grado di generare una tensione in CC (Corrente Continua) variabile e dell'ordine di pochi volt, che può essere combinata in serie e/o parallelo per ottenere un accumulatore di dimensioni maggiori, chiamato comunemente batteria. Il sistema di accumulo elettrochimico completo può comprendere, oltre alla batteria, un sistema elettronico di gestione e monitoraggio, ausiliari (pompe, sistemi di ventilazione e/o climatizzazione, ecc.) ed eventualmente un convertitore elettronico nel caso in cui il sistema di accumulo debba essere interfacciato verso la rete elettrica. Le caratteristiche peculiari dei sistemi di

accumulo elettrochimico sono: la modularità (con possibilità di sistemi da pochi kW a decine di MW) e flessibilità; tempi di risposta alle variazioni di carico veloci; elevato rapporto energia/potenza. Ulteriori vantaggi risiedono nella rapidità di installazione e nella possibilità di spostare il sistema in un altro punto della rete o di riconfigurarli in caso di necessità. Le numerose tipologie di accumulatori si differenziano per la coppia di specie elettrochimiche tra cui avviene la reazione, per il tipo di elettrolita e per le caratteristiche costruttive, mentre le caratteristiche funzionali dei dispositivi per uso stazionario dipendono dalle specifiche tecniche di applicazione. Le principali tipologie di accumulatori elettrochimici sono:

- gli accumulatori con elettrolita acquoso, che comprendono l'accumulatore al piombo acido, nichel/cadmio e nichel/ metal idruro
- le batterie a circolazione di elettrolita, che includono le batterie a flusso
- le batterie ad alta temperatura (sodio/zolfo, sodio/cloruro di nichel)
- le batterie agli ioni di litio.

Dal punto di vista “energetico” per operare una classificazione delle soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo elettrochimici si può partire individuando alcune prestazioni chiave:

- **Potenza Specifica** (W/kg): che è la potenza generabile per ogni unità di peso del sistema di accumulo;
- **Energia Specifica** (Wh/kg); che indica l'energia erogabile per unità di peso;
- **Efficienza energetica di carica/scarica** (%): che indica il rapporto tra l'energia scaricata e l'energia necessaria per riportare il sistema in una condizione di carica completa;
- **Durata**: che misura il numero di cicli di carica e scarica durante la vita utile della batteria;
- **Vita Utile** (anni).

Un altro parametro rilevante per una batteria è costituito dal **rendimento energetico** [4], che è dato dal rapporto tra l'energia scaricata a potenza nominale, partendo da piena carica fino alla scarica completa, e l'energia fornita alla batteria per riportarla nello stato di carica iniziale. Nel caso di un sistema di accumulo completo, interfacciato in rete con un convertitore elettronico, è necessario comprendere nel calcolo il rendimento del convertitore e l'energia spesa per alimentare gli ausiliari (qualora non siano alimentati direttamente dalla batteria).

Il **rendimento amperometrico**, o faradico, è dato dal rapporto tra la carica estratta dalla batteria partendo da piena carica (Stato di Carica-SOC pari a 100%) fino a piena scarica e la carica che è necessario fornire alla batteria per riportarla nello stato di carica iniziale. Alcune tecnologie hanno rendimenti amperometrici inferiori al 100% per la presenza di reazioni parassite (quali ad esempio l'elettrolisi dell'acqua che avviene nelle batterie a elettrolita acquoso in fase di ricarica).

La Tabella 1, riporta il rendimento energetico, il rendimento amperometrico e la vita attesa per diverse tipologie di batterie.

Tabella 1 - Rendimenti e tempi di vita previsti per diverse tecnologie di accumulo elettrochimico [4]

Tecnologia	Rendimento energetico [%]	Rendimento amperometrico [%]	Vita attesa (cicli) DOD 80%
Piombo	80	85	1000
Nichel/Cadmio	65	75	1000
Nichel/metal idruri	65	75	1500
Sodio/cloruro di nichel	85	100	4000
Sodio/zolfo	85	100	4500
Litio-ioni	90	100	5000
Flusso di elettrolita al vanadio (VRB)	75	85	10000

Volendo fornire una disamina esaustiva delle tecnologie di accumulo elettrochimico, si riporta nel prosieguo una sintetica descrizione delle principali tipologie di sistemi di accumulo elettrochimico: batterie ad alta temperatura, accumulatori al piombo acido, accumulatori al litio, batterie a flusso VRB.

1.1.1.1 Batterie ad alta temperatura

Le batterie **ad alta temperatura** comprendono le batterie sodio/zolfo e quelle sodio/cloruro di nichel (ZEBRA - Zero Emission Battery Research Activities). Una caratteristica di tali sistemi è la temperatura interna di funzionamento particolarmente elevata. Tali batterie operano a una temperatura di circa 300°C, necessaria a mantenere allo stato fuso gli elettrodi e ad aumentare la conducibilità dell'elettrolita. La vita media di questo tipo di dispositivi è superiore a quella delle batterie al piombo ma, a causa dell'elevata temperatura d'esercizio, occorre prevedere adeguati sistemi di sicurezza. Queste batterie si caratterizzano per una elevata energia specifica, alti rendimenti energetici, buona durabilità. Esse hanno tuttavia prestazioni generalmente inferiori rispetto a quelle al litio, pur presentando il vantaggio di essere totalmente indipendenti dalla temperatura ambiente. Inoltre, esse presentano il vantaggio di essere completamente riciclabili e avere una sicurezza intrinseca un po' più alta.

Le caratteristiche dei dispositivi (batterie al sodio-cloruro di nickel) in termini di prestazioni sono riportate nella seguente tabella seguente (Tabella 2).

Tabella 2-Prestazioni degli accumulatori al Sodio/Cloruro di Nickel [5]

Prestazioni Accumulatore al Sodio/Cloruro di Nickel	
Potenza specifica	170 W/kg
Energia specifica	160 Wh/kg
Efficienza energetica di carica/scarica	90%
Durata	2500-3500 cicli
Vita calendariale	10-12 anni

1.1.1.2 Accumulatori al piombo/acido

Gli accumulatori al piombo/acido sono costituiti da un elettrodo al piombo e da uno al biossido di piombo, immersi in una soluzione acquosa di acido solforico.

Esistono molteplici tipologie di accumulatori al piombo acido, che possono essere raggruppate in due categorie principali:

- accumulatori aperti, o VLA - Vented Lead Acid,
- accumulatori ermetici, o VRLA - Valve Regulated Lead Acid.

Gli accumulatori VLA, tuttora i più diffusi, sono caratterizzati dalla presenza di aperture che permettono l'uscita nell'ambiente circostante dei gas, essenzialmente idrogeno e ossigeno, prodotti durante la ricarica e trovano largo impiego in applicazioni stazionarie e nella trazione.

Negli accumulatori VRLA, l'idrogeno prodotto sulla piastra negativa viene convogliato verso la piastra positiva dove si ricombina con l'ossigeno ricostituendo acqua.

Gli accumulatori ermetici sono ormai ampiamente diffusi grazie al fatto di richiedere minore manutenzione, minore ingombro e di emettere quantità di idrogeno limitate.

Tali accumulatori presentano due svantaggi principali, che ne hanno limitato l'impiego:

- la forte disomogeneità costruttiva;
- i gas prodotti si ricombinano completamente soltanto fino a un certo valore della corrente di ricarica, oltre il quale parte di essi viene evacuata nell'ambiente esterno attraverso le valvole di sicurezza, provocando un graduale consumo dell'elettrolita ed un accelerato degradamento della batteria.

In genere gli accumulatori di tipo VLA hanno valori di energia specifica compresi tra 15 e 25 Wh/kg (corrispondenti ad una densità di energia di 30-50 Wh/l) e picchi di potenza specifica di 20-40 W/kg (40-80 W/l). Nelle realizzazioni speciali per la trazione elettrica stradale si raggiungono potenze specifiche di 70-80 W/kg. Gli accumulatori ermetici di tipo VRLA, essendo più compatti, hanno delle migliori prestazioni in termini di contenuto energetico, hanno, infatti, valori di energia specifica compresa tra 20 e 45 Wh/kg (40-90 Wh/l), con picchi di potenza di 60-150 W/kg (120-300 W/l).

La forza elettromotrice (FEM) delle celle al piombo acido è nominalmente di 2 V. Il suo valore effettivo in realtà dipende da diversi fattori esterni, come la densità dell'elettrolita, la temperatura, lo stato di carica, la corrente circolante, lo stato di invecchiamento. Un altro fenomeno importante di cui tenere conto è il cosiddetto fenomeno dell'autoscarica. Nelle batterie al piombo l'autoscarica è dovuta a varie reazioni parassite che consumano lentamente le cariche presenti e portano nel tempo alla scarica completa della batteria. In condizioni normali l'autoscarica determina una riduzione della carica della batteria pari a circa il 2-3% al mese.

La capacità nominale di un accumulatore è la capacità corrispondente ad un particolare regime di scarica sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata. Generalmente per applicazioni stazionarie si assume come capacità nominale la capacità al regime delle 10 h. Le capacità di una cella al piombo disponibile industrialmente possono variare da poche decine fino a migliaia di Ah.

La vita attesa di un accumulatore al piombo può variare in base alla tipologia e alla gestione. Una batteria tipo SLI (per l'avviamento di motori a combustione interna) ha una vita attesa di 3-4 anni, mentre un accumulatore aperto stazionario, gestito in tampone e correttamente mantenuto può arrivare ad una vita di oltre 20 anni. Il numero di cicli di carica/scarica di una cella al piombo, con una profondità di scarica dell'80%, è tra 500 e

800.

Le caratteristiche degli accumulatori al piombo/acido in termini di prestazioni sono sintetizzate nella tabella seguente (Tabella 3).

Tabella 3 - Prestazioni degli accumulatori al piombo/acido [5]

Prestazioni Accumulatore al Piombo/Acido	
Potenza specifica	150-300 W/kg
Energia specifica	50-80 Wh/kg
Efficienza energetica di carica/scarica	70-85%
Durata	1500-2500 cicli
Vita calendariale	5-7 anni

1.1.1.3 Accumulatori ioni/litio

Gli accumulatori litio/ioni presentano numerose varianti e sono caratterizzati da un'elevata potenza specifica, motivo per il quale trovano largo impiego anche nella trazione elettrica. Lo svantaggio principale di queste soluzioni è costituito dal costo elevato determinato dalla necessità dei sistemi di sicurezza che devono essere adottati per cautelarsi rispetto a potenziali situazioni di sovraccarico.

La famiglia delle batterie al litio è piuttosto ampia ed è differenziata dal materiale catodico, che ne definisce le caratteristiche (Tabella 4):

Tabella 4 - Confronto delle configurazioni chimiche delle Batterie Ioni-Litio

Key active material	lithium nickel manganese cobalt oxide	lithium manganese oxide	lithium nickel cobalt aluminum	lithium iron phosphate	lithium titanate oxide
Technology short name	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Cathode	$\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_{1-x-y}\text{O}_2$	LiMn_2O_4 (spinel)	LiNiCoAlO_2	LiFePO_4	variable
Anode	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	$\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$
Safety					
Power Density					
Energy Density					
Cell costs advantage					
Lifetime					
BESS performance					
Advantages	-good properties combination -can be tailored for high power or high energy -stable thermal profile -can operate at high voltages	-low cost due to manganese abundance -very good thermal stability -very good power capability	-very good energy and good power capability -good cycle life in newer systems -long storage calendar life	-very good thermal stability -very good cycle life -very good power capability -low costs	-very good thermal stability -long cycle lifetime -high rate discharge capability -no solid electrolyte interphase issues
Disadvantages	-patent issues in some countries	-moderate cycle life insufficient for some applications -low energy performance	-moderate charged state thermal stability which can reduce safety -capacity can fade at temperature 40-70°C	-lower energy density due to lower cell voltage	-high cost of titanium -reduced cell voltage -low energy density

Source: International Renewable Energy Agency, based on Nitta et al., 2015; Müller et al., 2017; Blomgren, 2017; and data from Navigant Research (Tokash and Dehanna, 2016).

Sebbene esistano diverse tipologie di batterie litio-ioni, esse sono caratterizzate da una struttura comune, che include un anodo costituito da grafite, un catodo solitamente di un ossido litiato di un metallo di transizione

(ad esempio ossido di cobalto, fosfato di ferro, ecc.), che garantisce una struttura a strati o a tunnel nella quale gli ioni litio possono essere inseriti ed estratti facilmente. Un elettrolita liquido o polimerico che permette la conduzione degli ioni litio agisce da collegamento tra l'elettrodo positivo e quello negativo, che risultano tra loro separati da un opportuno strato isolante elettronico costituito generalmente da una poliolefina. Le reazioni elettrochimiche variano a seconda delle diverse tipologie di cella. In tal senso, la tensione a circuito aperto è di 3.6-3.85 V.

Tra le principali tipologie di accumulatori ioni/litio si annoverano:

- batterie agli ioni di litio
- celle litio-ioni-polimeri
- celle litio metallo-polimeri

Le prime, comunemente dette litio-ioni, sono le più diffuse e tecnicamente mature. In commercio sono disponibili batterie di piccola taglia (da frazioni di Ah fino alla decina di Ah) che sono diventate uno standard consolidato per l'alimentazione di piccoli elettrodomestici portatili (telefoni cellulari, *cordless*, *laptop*, ecc.), mentre le celle di taglia maggiore sono prodotte in misura limitata e per applicazioni specifiche.

Inoltre, si stanno diffondendo anche le celle litio-ioni-polimeri, che hanno un elettrolita solido di tipo polimerico e presentano minori rischi in termini di sicurezza.

Le celle relative alla terza tipologia dell'elenco appena riportato, in cui il litio è in forma metallica e allo stato liquido, presentano uno sviluppo ancora limitato in quanto sono caratterizzate da maggiori problemi di sicurezza e al momento non sono commercialmente disponibili.

La ricerca nel settore delle celle al litio è molto intensa e lo è stata particolarmente negli ultimi anni, prefiggendosi obiettivi quali il miglioramento e lo sviluppo di nuovi materiali elettrodici ed elettrolitici, l'aumento delle prestazioni, della vita attesa e dell'affidabilità. Tra le finalità perseguite nelle attività di ricerca e sviluppo vi è anche quella relativa all'aumento delle capacità delle celle: al momento la maggior parte della produzione delle batterie al litio è assorbita dal mercato dell'elettronica di consumo per cui le celle prodotte sono di taglia limitata (al massimo pochi Ah). Tuttavia, la prospettiva di impiego delle celle per la propulsione dei veicoli elettrici e nel sistema elettrico ha portato alcuni produttori a sviluppare celle di taglia medio-grande (dell'ordine della decina di Ah).

Le batterie al litio sono sistemi ad elevata energia e pertanto devono essere trattate con la massima cura. Gli abusi elettrici, meccanici e termici possono determinare processi, come ad esempio la fuga termica, in grado di danneggiare la cella e, nel caso peggiore, di determinare anche la gassificazione e il rilascio di vapori infiammabili del solvente presente nell'elettrolita.

Per tali motivi, le celle Li-Ion sono spesso dotate di BMS per la gestione delle grandezze di cella quali tensione, corrente, temperatura, il quale regola la carica ed interviene nel caso in cui i parametri di funzionamento superino i limiti prefissati. Inoltre, sempre per motivi di sicurezza le celle sono spesso dotate di contenitori metallici robusti.

Le celle litio-ioni polimeri, sviluppate agli inizi del 1999, hanno una struttura analoga a quella delle celle litio-

ioni ma sono caratterizzate dall'utilizzo di elettroliti solidi, dove gli ioni-litio migrano attraverso un polimero composto solido (ossido di polietilene, poliacrilonile). A differenza delle celle litio-ioni, che sono contenute in contenitori rigidi in metallo, le celle polimeriche hanno una struttura a fogli flessibili, spesso pieghevoli (laminato polimerico). Esse, proprio perché costituite da film plastici flessibili, si adattano a tutte le forme richieste per i vari dispositivi elettronici e consentono un processo di manifattura più semplice e in prospettiva meno costoso. Inoltre, le celle polimeriche sono avvantaggiate da uno spessore minore rispetto a quello delle celle litio-ioni. Infine, le celle polimeriche sono generalmente considerate più sicure delle litio-ioni perché il loro elettrolita gelificato, meno reattivo di quello liquido, non viene rilasciato anche nelle eventualità di sovraccariche e sovrascariche. Pertanto, anche la minore necessità di controllo le rende competitive dal punto di vista economico.

Le batterie litio-ioni hanno un'energia specifica che può arrivare fino a 180 Wh/kg, corrispondente a una densità di energia di 270 - 380 Wh/l (la più elevata tra tutti i sistemi di accumulo elettrochimici). Le celle litio-ioni-polimeri hanno valori di energia specifica e densità di energia molto simili (140 - 150 Wh/kg), mentre la potenza specifica può arrivare a 2800 W/kg. Il rendimento energetico è molto elevato per entrambe le tecnologie, con valori fino al 95% dipendentemente dalle condizioni operative. Il tempo di vita in cicli delle celle è di 500 cicli con una profondità di scarica del 100%, ed è legato con legge logaritmica alla profondità di scarica.

L'aspetto più critico relativo alle celle litio-ioni riguarda il degrado generalmente subito da questi dispositivi nel tempo; tale degrado induce una progressiva riduzione della capacità della batteria rispetto ai dati di fabbrica, anche in assenza di cicli di carica/scarica.

Il range di temperatura di lavoro per questo tipo di batterie è molto ampio, può andare da -30 °C (per alcune celle di tipo commerciale fino a -60 °C) fino a 60 °C (la temperatura consigliata è 30 °C).

Per le **batterie litio-ioni**, le prestazioni possono essere riassunte come di seguito riportato (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

Tabella 5 - Prestazioni degli accumulatori agli ioni di litio [5]

Prestazioni Accumulatore al Litio	
Potenza specifica	1000-2000 W/kg
Energia specifica	100-200 Wh/kg
Efficienza energetica di carica/scarica	85-95%
Durata	4000-5000 cicli di carica/scarica
Vita calendariale	12-15 anni

1.1.1.4 Batterie a circolazione di elettrolita – batterie a flusso [6], [7]

Le batterie Redox a circolazione di elettrolita sono in grado di accumulare energia elettrica in soluzioni elettrolitiche utilizzando reazioni accoppiate di ossidoriduzione in cui sia i reagenti sia i prodotti di reazione, in forma ionica, sono disciolti in soluzione (non necessariamente acquosa). Nella batteria Redox al vanadio (VRFB), la coppia Redox (coppia degli elementi chimici in cui avviene lo scambio di elettroni) è costituita da

vanadio in differenti stati di ossidazione, V^{3+}/V^{2+} all'elettrodo positivo e V^{5+}/V^{4+} a quello negativo, disciolti in una soluzione di acido solforico.

La cella elementare di una batteria VRFB (Figura 4) è costituita dalla membrana di scambio ionico (lo stesso tipo di membrana utilizzata nelle celle a combustibile PEM (pila a combustibile con membrana a scambio protonico), dagli elettrodi e dalle piastre bipolari. La membrana permette il passaggio degli ioni H^+ e separa l'elettrolita positivo dal negativo. La molecola di acido solforico H_2SO_4 si scinde negli ioni H^+ e SO_4^{2-} . Lo ione H^+ sostituisce quello della pellicola di scambio ionico e viene quindi immesso nell'altro elettrolita. La f.e.m. di una cella elementare è di 1.26 V.

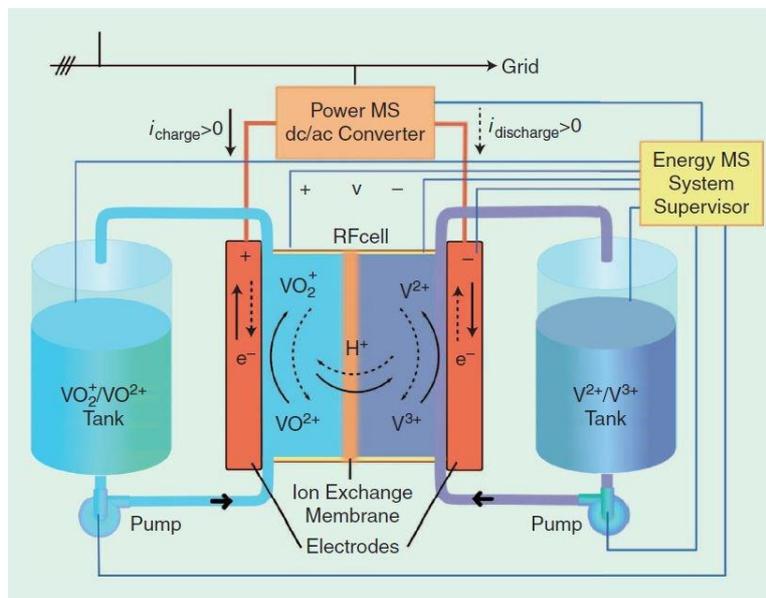


Figura 4 - Principio di funzionamento di una batteria VRFB (immagine dal Web)

Il vanadio è un metallo raro e di transizione, usato nella tecnologia delle VRFB perché permette di sfruttare i suoi quattro differenti stati di ossidazione. Le soluzioni di vanadio sono però molto corrosive, per cui bisogna evitare il contatto degli elettroliti con le diverse parti metalliche dell'impianto. La progettazione degli strumenti di misura, le tubazioni, le pompe e i serbatoi deve essere realizzata tenendo conto di questo fattore: solitamente si usano materiali plastici come il cloruro di polivinile (PVC) per le tubazioni e i serbatoi e strumenti di misura specificatamente adatti e inerti al contatto diretto con la soluzione di vanadio.

Le batterie a flusso (Figura 5) sono composte da un nucleo detto **stack**, costituito da un certo numero di celle elementari formate da piastre intervallate dalla membrana di scambio ionico ed elettricamente collegate in serie. Gli elettroliti rimangono separati e fatti circolare, tramite pompe, nelle condutture dai serbatoi allo stack e ritorno. Le celle si possono collegare idraulicamente in due modi, parallelo o serie. Il collegamento più usato è il parallelo (parallel feeding). In questo caso si ha una portata volumetrica non perfettamente uguale in tutte le celle della batteria mentre si riducono di molto l'energia di pompaggio e le perdite di pressione. Lo stato di carica di ogni singola cella è uguale allo SoC dell'elettrolita contenuto nei serbatoi e l'equalizzazione delle celle non è necessaria. La canalizzazione, comune alle celle, crea delle correnti di shunt che riducono l'efficienza della batteria.

Il collegamento in serie (series feeding) delle celle comporta un dispendio maggiore di energia per la circolazione dell'elettrolita mentre vengono evitate le correnti di shunt. In tal caso, una piccola ostruzione dei condotti idraulici in alcuni punti cruciali potrebbe bloccare la circolazione per tutta la batteria.

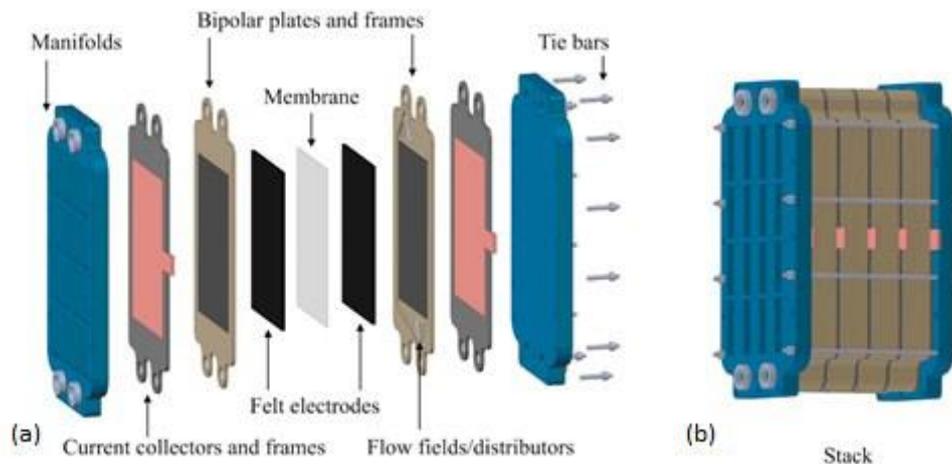


Figura 5 - Rappresentazione schematica dello stack di una batteria a flusso (immagine dal Web)

La **membrana** deve permettere il passaggio degli ioni di idrogeno per sostenere la reazione redox, e bloccare gli ioni del vanadio. Questo tipo di membrane vengono chiamate membrane cationiche o a scambio di protoni. La rottura della membrana porterebbe ad un rimescolamento dei due elettroliti provocando la perdita della carica elettrica che si trasformerebbe completamente in calore.

La membrana deve avere una bassa resistività ohmica, sufficiente resistenza meccanica e alta selettività ionica. In questo senso, essa deve possedere elevata permeabilità protonica ma bassa permeabilità ionica rispetto al vanadio. Risulta inoltre necessaria un'elevata stabilità chimica allo ione di V(V) altamente ossidante e presente nella semi-cella positiva ad elevati stati di carica. Le membrane hanno costi elevati che possono raggiungere il 40% del prezzo totale dello stack.

L'**elettrodo** è il punto dove avviene la reazione redox all'interno di ogni singola cella, deve avere una adeguata resistenza meccanica e modulo elastico, un'area attiva il più elevata possibile, una resistenza ohmica bassa, la capacità di mantenere uniforme il potenziale e di lavorare a elevate densità di corrente (500 mA/cm^2), una buona stabilità chimica e resistenza all'ossidazione dovuta all'elevata corrosività degli ioni di vanadio.

Attualmente gli elettrodi maggiormente impiegati nelle VRFB sono a tecnologia al carbonio o *carbon-based*, grazie alla elevata stabilità chimica, alle proprietà elettriche intrinseche e al costo adeguato.

I feltri porosi al carbonio sono i più usati, permettendo lo scorrimento del flusso d'elettrolita attraverso una matrice solida porosa attiva elettrochimicamente. Gli elettrodi metallici sono stati sperimentati ma presentano numerose problematiche che compromettono l'efficienza della batteria, oltre a risultare più costosi.

La batteria è integrata da un sistema che verifica la richiesta energetica in funzione della quale gestisce le pompe, mantiene sotto controllo la tensione e la temperatura nei vari punti dello stack e gestisce il sistema di raffreddamento.

In queste batterie la potenza e la capacità energetica sono disaccoppiate. La potenza dipende dal flusso delle pompe e la superficie delle membrane (area di scambio), mentre la capacità energetica dalla capienza dei

serbatoi. A tal proposito, per aumentare la capacità energetica è sufficiente aumentare le dimensioni dei serbatoi.

La batteria si adatta anche a carichi che richiedono tempi di risposta rapidi (ordine dei ms) risultando quindi una tecnologia idonea anche per prestazioni in potenza. Questa tecnologia presenta una bassa densità sia di potenza che energetica, i valori di 100 W/kg e 15-25 Wh/kg non sono elevati se confrontati con altre tecnologie come il litio. Tuttavia, per le soluzioni stazionarie ciò potrebbe non essere un problema critico.

Oltre alla tecnologia basata sulla chimica del vanadio, batterie a flusso Zn-Br risultano performanti e tecnologicamente mature. Queste sono batterie a flusso ibride nelle quali una soluzione di bromuro di zinco ($ZnBr_2$) presente in entrambi i serbatoi permette la reazione di ossidoriduzione. Durante la scarica, zinco metallico viene elettrodeposto sull'elettrodo negativo. Il potenziale di cella risulta pari a 1.67 V e commercialmente tali batterie raggiungono, a seconda dello specifico produttore, densità energetiche in un range di 29-45 Wh/kg.

L'efficienza è condizionata dalle modalità di gestione delle pompe, con i moderni inverter di controllo i motori vengono fatti lavorare a velocità adatte alle esigenze del momento aumentandone sensibilmente l'efficienza del sistema. La batteria può essere scaricata fino ad azzerare la tensione, ma l'inverter di interfacciamento alla rete esige una tensione minima di lavoro che di fatto diventa la tensione minima della batteria.

La temperatura influenza il funzionamento della batteria: temperature esterne al range 0-40°C possono creare problemi al sistema di circolazione dell'elettrolita. Le basse temperature addensano il liquido e la circolazione nello stack diventa difficoltosa, aumentando sensibilmente perdite di carico e costi di efficienza energetica. Al contrario, le alte temperature tendono a far precipitare i sali di vanadio, soprattutto quando la batteria è carica, ostruendo quindi i circuiti idraulici. La durata di vita della batteria è teoricamente illimitata, poiché gli elettrodi/elettroliti non partecipano direttamente alle reazioni di cella se non come portatori di elettroni. Ciononostante, fenomeni di leakage interno e degradazioni dei componenti concorrono inevitabilmente a limitare il tempo di vita dei dispositivi. Lo stack e le altre parti del sistema, possono essere sostituite nel corso della vita della batteria, è quindi possibile raggiungere una vita attesa di 10.000 cicli e oltre, corrispondenti a circa 20 anni di utilizzo continuativo.

Per le batterie a flusso, le prestazioni possono essere riassunte come di seguito riportato in **Errore. L'origine r**
iferimento non è stata trovata.

Tabella 6 - Prestazioni per le batterie a flusso [8]

Prestazioni Batterie a Flusso	
Potenza specifica	75-150 W/kg
Energia specifica	15-60 ³ Wh/kg
Efficienza energetica di carica/scarica	60- 85 ⁴
Durata	>15000 cicli di carica/scarica

³ La solubilità ridotta dei sali di vanadio non permette di superare valori teorici di energia specifica superiori ai 65 Wh/kg

⁴ L'efficienza è fortemente dipendente dalle modalità di gestione delle pompe che flussano l'elettrolita

Vita calendariale	15-20 anni
-------------------	------------

Informazioni su ulteriori parametri prestazionali su questo tipo di celle sono fornite in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

Tabella 7 - Parametri prestazionali tipici delle celle VRFB

Parametro	U.M.	Valore Tipico	Note
Tensione nominale di cella	V	1,25	
Capacità delle celle in commercio	Ah	--	
Efficienza amperometrica	%	80 ÷ 90	
Vita attesa	n° cicli	10.000	
Autoscarica mensile	%	0 ÷ 100	Se il sistema è fermo le soluzioni sono separate e non si ha autoscarica; se il sistema è in stand-by e si ha il flussaggio degli elettroliti, la batteria si autoscarica completamente in pochi giorni
Regime di scarica tipico	A	C/10 1C	Esistono due tipologie di sistemi, per applicazioni in energia e per applicazioni in potenza
Massima corrente in scarica e in carica	A	4C 1C	
Intervallo di temperatura di lavoro	°C	0 ÷ 40	
Ausiliari	Pompe per la circolazione dell'elettrolita, sistema di riscaldamento e di raffreddamento dell'elettrolita, sistema di controllo e monitoraggio, inverter. I sistemi in commercio sono sempre completi di inverter per l'interfacciamento in rete.		

1.1.2 Ambito di applicazione

Per gli accumulatori elettrochimici può essere effettuata una classificazione anche in base al potenziale ambito applicativo corrispondente a ciascuna categoria, come riportato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

Tabella 8 - Categoria di accumulatori elettrochimici per campo di applicazione

Categoria Accumulatori	Campo di Applicazione
Stazionari	Sistemi di generazione distribuita e nelle applicazioni di sicurezza ed emergenza
Per trazione	Propulsione di veicoli elettrici
Per avviamento	Comuni batterie installate sui veicoli e adottate nell'avviamento del motore a combustione interna e nei servizi ausiliari dove si richiede energia elettrica

Gli storage elettrochimici sono caratterizzati da una dinamica di sviluppo in crescita, sia a livello residenziale, con la diffusione a livello globale di “batterie” per usi domestici⁵, sia come “servizi di rete” con il crescente volume di investimenti per “batterie” da impiegarsi per il controllo e la stabilizzazione delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione⁶.

La tecnologia più promettente, per le applicazioni di accumulo distribuito di taglia piccola-media, è quella delle batterie agli ioni di litio che, come già detto, presenta una vita attesa molto lunga (fino a 5000 cicli di carica/ scarica a DOD 80%), un rendimento energetico significativamente alto (generalmente superiore al 90%), elevata energia specifica. Queste batterie lavorano bene sia in potenza che in energia, risultando adatte quindi a coprire quasi tutte le applicazioni, sia **quelle tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico, e sono le più utilizzate per la trazione elettrica.**

Le caratteristiche delle batterie litio-ioni in termini di prestazioni relative alla potenza specifica, energia specifica, efficienza e durata, rendono queste tecnologie di accumulo particolarmente interessanti per le applicazioni “in potenza” e per il settore dell'*automotive*.

Attualmente è in corso una rilevante attività di ricerca nel settore degli accumulatori al litio, concentrata sullo sviluppo di nuovi materiali di cella e di batterie di taglia maggiore (decine di kWh), per impieghi in particolare nella *trazione elettrica*. Le applicazioni in ambito stazionario sono al momento limitate, ma le prestazioni offerte da questa tipologia di batterie le rendono molto interessanti anche in questo campo. Ad esempio, avendo una densità di potenza molto alta e una vita attesa lunga possono essere impiegate in applicazioni di *Power Quality*. Altri settori di utilizzo possono essere le *telecomunicazioni*, *UPS*, in accoppiamento con generatori a fonte rinnovabile e in generale nei casi in cui è necessario ridurre gli spazi, dal momento che hanno una densità di energia e di potenza molto elevate

Un esempio di applicazione di batterie litio-ione nello stazionario è uno *Static Var Compensator* (ABB / SAFT batteries) che ha una potenza massima di 600 kW e svolge funzioni di controllo attivo della tensione e della potenza di rete e mitiga le variazioni rapide del carico e della generazione. Il sistema è equipaggiato con 8 moduli in serie di celle litio-ioni, ciascuno da 646 V/41 Ah.

Un esempio di applicazione delle batterie litio-ioni in accoppiamento con fonti rinnovabili è fornito dal sistema sviluppato da *Mitsubishi Heavy Industries* e da *Kyushu Electric Power Co*, in collaborazione con la *New Energy and Industrial Technology Development Organization* (NEDO).

Negli Stati Uniti, l'AES corporation ha realizzato un sistema prototipale comprendente una batteria realizzata con moduli di celle litio-ioni con anodo al titanato di litio della *Altairnano*, dimensionata per soddisfare un carico da 1 MW per 15 minuti (250 kWh), integrata con un convertitore elettronico e un sistema di controllo, il tutto installato in un container per facilitarne il trasporto. Il sistema è stato progettato per essere utilizzato per la regolazione della frequenza e per compensare le fluttuazioni della potenza in presenza di generatori eolici.

⁵ Il numero di installazioni in Italia nel 2016 è stato pari ad un valore compreso tra le 2.000 e le 3.000 unità.

⁶ Quanto scritto non è tuttavia riferito al contesto italiano. Questo tipo di applicazione non è infatti prevista dal quadro regolatorio energetico nazionale se non in termini di progetti pilota.

Due sistemi, per una capacità complessiva di 500 kWh, sono stati installati e sottoposti a sperimentazione in una sottostazione di proprietà della Indianapolis *Power&Light* (IPL).

Le batterie ad alta temperatura, in considerazione delle specifiche caratteristiche tecniche di riciclabilità, sicurezza e indipendenza dalla temperatura, rappresentano una alternativa di interesse per le applicazioni stazionarie. Le batterie sodio-zolfo sono utilizzate per servizi di rete da 20 anni. La maggior parte degli impianti ha dimensioni comprese fra 1 e 10 MW. Poiché operano a una temperatura di 300-350° C, non sono indicate per un uso domestico. Gli ambiti di applicazione sono quelli dei servizi di supporto alla rete e dello stoccaggio quotidiano.

Le batterie al piombo/acido, grazie al loro prezzo contenuto e all'elevata reperibilità delle materie prime, sono al primo posto tra le tecnologie adoperate, trovando largo impiego come UPS, batterie per auto, equipaggiamento di strumentazione in combinazione con impianti fotovoltaici o eolici. Esse rappresentano il concetto di batteria ricaricabile più comune e sono state ampiamente usate in veicoli con motori a combustione convenzionali, benché non siano ampiamente usate per alimentare veicoli elettrici. L'uso degli accumulatori ermetici, inizialmente limitato alle installazioni in armadio per gli UPS, si è esteso anche ad altre installazioni stazionarie, come servizi di sicurezza ed emergenza o nel campo telefonico.

Le batterie a flusso sono particolarmente idonee allo *stoccaggio in rete su larga scala*, grazie alla loro capacità di accumulare grandi quantitativi di energia in maniera più efficace rispetto a molte altre tecnologie. Queste tecnologie potranno, quindi, essere impiegate per applicazione di servizi di supporto alla rete [9].

1.1.3 TRL e costi

Il livello di maturità tecnologica degli accumulatori elettrochimici varia in funzione della specifica tipologia di batteria. In generale, gli accumulatori elettrochimici, data l'ampia gamma di dimensioni in cui sono disponibili e la loro notevole flessibilità, occupano uno spazio significativo all'interno del mercato globale dei sistemi di accumulo. Unica eccezione è rappresentata dalle batterie ad alta temperatura che attualmente sono diffuse solo in Giappone e Svizzera. Le batterie al piombo-acido, nonostante abbiano raggiunto una buona maturità sia tecnologica che commerciale, sono ancora oggetto di attività di ricerca finalizzate a migliorarne le prestazioni. Si cerca in particolare di aumentare il tempo di vita della batteria studiando nuove tipologie di elettrodi, sulla stima dello stato di carica della batteria e sullo sviluppo di sistemi di gestione (Battery Management Interface – BMI) e diagnostica per semplificare e migliorare la gestione della batteria. Le batterie al piombo acido, il sistema di accumulo elettrochimico a TRL più elevato e con prezzo inferiore, risultano pesanti e ingombranti e, per tale ragione, stanno cedendo quote di mercato alle batterie agli ioni di litio. Queste ultime, seppure con un livello di maturità tecnologica leggermente inferiore, si stanno velocemente diffondendo nel settore delle applicazioni energetiche. Date le migliori prestazioni in termini di durata, efficienza e densità di energia, infatti, le batterie litio ioni rappresentano oggi il sistema di accumulo più diffuso per il fotovoltaico residenziale e per le applicazioni connesse ai veicoli elettrici. Il loro costo, che ad oggi non consente di classificarle come sistema competitivo dal punto di vista economico [10], si sta velocemente riducendo grazie alla diffusione su larga scala. Entrando nel dettaglio di quelle che sono le specifiche tecnologie di accumulatori

ioni/litio, ovvero le batterie agli ioni di litio (1), celle litio-ioni-polimeri (2), celle litio metallo-polimeri (3), le prime, sono le più diffuse e tecnicamente mature. In commercio sono disponibili batterie di piccola taglia (da frazioni di Ah fino alla decina di Ah) che sono diventate uno standard consolidato per l'alimentazione di piccoli elettrodomestici portatili (telefoni cellulari, cordless, laptop, ecc.), mentre le celle di taglia maggiore sono prodotte in misura limitata e per applicazioni specifiche. Inoltre, si stanno diffondendo anche le celle litio-ioni-polimeri, che hanno un elettrolita solido di tipo polimerico e presentano minori rischi in termini di sicurezza. Le celle relative alla terza tipologia dell'elenco appena riportato, in cui il litio è in forma metallica e allo stato liquido, presentano uno sviluppo ancora limitato in quanto sono caratterizzate da maggiori problemi di sicurezza e al momento non sono commercialmente disponibili.

La ricerca nel settore delle celle al litio è molto intensa e lo è stata particolarmente negli ultimi anni, prefiggendosi obiettivi quali il miglioramento e lo sviluppo di nuovi materiali elettrodi ed elettrolitici, l'aumento delle prestazioni, della vita attesa e dell'affidabilità. Tra le finalità perseguite nelle attività di ricerca e sviluppo vi è anche quella relativa all'aumento delle capacità delle celle: al momento la maggior parte della produzione delle batterie al litio è assorbita dal mercato dell'elettronica di consumo per cui le celle prodotte sono di taglia limitata (al massimo pochi Ah). Tuttavia, la prospettiva di impiego delle celle per la propulsione dei veicoli elettrici e nel sistema elettrico ha portato alcuni produttori a sviluppare celle di taglia medio-grande (dell'ordine della decina di Ah).

Le batterie a flusso, relativamente giovani e con un livello di maturità tecnologica inferiore rispetto alle batterie al piombo e al litio, risultano ancora poco diffuse nel settore delle applicazioni di interesse del presente progetto. L'elevato tempo di vita associato a questo tipo di batterie le rende però una tecnologia estremamente interessante e, per questo, oggetto di numerosi studi. Grazie ai progressi tecnologici, ci si attende una riduzione dei costi di circa 2/3 al 2030.

Una stima dei costi per le principali tipologie di accumulo elettrochimico è di seguito riportata in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, nella quale sono riassunti, in particolare, i costi di installazione (espressi in euro/kWh) e i costi di Operation&Maintenance annuali (variabili e fissi). Per il calcolo dei costi di O&M variabili si è ipotizzato che il sistema compia un ciclo di scarica/carica giornaliero a DOD 80%.

Tabella 9 - Confronto tra i costi di diversi dispositivi di accumulo elettrochimici [4]

Tecnologia	Costo di installazione [euro/kWh di capacità]	Costi O&M fissi [euro/kWh di capacità*anno]	Costi O&M variabili [euro/KWh scaricati* anno]
Piombo	300	15	0,087
Nichel/cadmio	800	15	0,304
Nichel/metal idruri	800	15	0,304
Sodio/cloruro di nichel	560	10	0,034
Sodio/zolfo	500	10	0,031
Litio-ioni	500	10	0,023
Flusso di elettrolita al vanadio (VRB)	800	15	0,013

1.1.4 Impatto ambientale

L'impatto ambientale delle batterie connesso al fine vita dei sistemi di accumulo, come facilmente intuibile, è variabile con la tecnologia. Lo smaltimento degli accumulatori elettrochimici è obbligatorio e di responsabilità del produttore (o del system integrator); il costo dello smaltimento incide sul prezzo di vendita del prodotto e cambia in funzione della specifica tecnologia, come sinteticamente descritto di seguito:

Le **batterie al piombo** hanno un costo di smaltimento molto ridotto, a fine vita devono essere conferite gratuitamente al COBAT (consorzio che gestisce il riciclo e lo smaltimento delle batterie), e vengono riciclate quasi interamente (si riesce a recuperare oltre il 90% del materiale costituente la batteria, che può essere riutilizzato per costruirne altre).

La tecnologia **nichel/cadmio** è quella con il peggior impatto ambientale, in quanto il cadmio è un materiale altamente inquinante, e per questo motivo è in parte stata sostituita dalle batterie nichel/metal idruri.

Per le **batterie litio ioni** sono state sviluppate procedure di riciclaggio dei materiali strategici di cui sono costituite, come le terre rare, i metalli e lo stesso litio che non sono però ancora applicate diffusamente data la scarsa convenienza economica connessa al recupero. Risulta, anche per questo tipo di batterie, ovviamente, obbligatorio il conferimento al produttore o al COBAT per la gestione del processo.

Le **batterie a flusso di elettrolita al vanadio** sono composte prevalentemente da materiali plastici (stack, tubature dell'impianto idraulico, serbatoi) completamente riciclabili. Lo smaltimento dell'elettrolita, che contiene una concentrazione di acido solforico leggermente inferiore rispetto all'accumulatore al piombo, deve seguire le modalità di trattamento dei rifiuti speciali. Tutti gli altri materiali che costituiscono il sistema si possono riciclare.

1.1.5 Vantaggi e svantaggi

In generale, uno dei punti deboli per i sistemi di accumulo elettrochimici, è la velocità di carica e scarica, infatti le batterie non possono essere caricate o scaricate a qualsiasi potenza, ma devono essere rispettati precisi parametri di corrente (soprattutto per le batterie al litio), oltrepassati i quali le celle subirebbero dei danni irreversibili fino al pericolo di esplosione. Un secondo problema è la degradazione nel tempo, trattandosi di accumulatori elettrochimici il degrado è presente perché correlato al tempo, indipendentemente dalle ore di utilizzo che ne riduce il numero di cicli di carica/scarica. Un altro problema meno impattante ma comunque vincolante è la temperatura di lavoro, le batterie al litio, per citare un esempio specifico di interesse, non possono lavorare a temperature inferiori a 0°C.

In Tabella 10 si riportano vantaggi e svantaggi per ciascuna tecnologia di accumulo elettrochimico.

Tabella 10 - Vantaggi e Svantaggi per le tecnologie di accumulo elettrochimico

TECNOLOGIA	VANTAGGI	SVANTAGGI
Litio-Ioni	<p>Vita Utile >4000 cicli di carica/scarica</p> <p><i>Shelf Life</i> molto alta. Possono rimanere stoccate in magazzino per lunghi periodi</p> <p>Buona capacità di mantenere la carica iniziale anche in caso di mancato utilizzo</p> <p>Alto tasso di utilizzo in scarica a corrente continua di 5C e impulsiva fino a 25C</p> <p>Capacità che vanno da 100m Ah a 200m Ah che le rende utilizzabili in diverse applicazioni</p> <p>Tempi di ricarica relativamente brevi</p>	<p>Si degradano se scaricate al di sotto di una tensione di 2V</p> <p>Perdono in maniera permanente le loro capacità con temperature superiori ai 65°C</p> <p>Soffrono gli sbalzi di temperatura</p> <p>Potenziale rischio di esplosione in caso di sovraccarico o se sottoposte a temperature molto alte</p> <p>Elevato impatto ambientale rispetto ad altre tecnologie</p> <p>Sensibilità al prezzo di mercato di elementi naturali rari</p>
Piombo/acido	<p>Buona efficienza energetica, oltre il 70%</p> <p>Buone performance se utilizzate con alti livelli di scarica</p> <p>Ampia gamma nelle temperature di utilizzo, da -40°C a +60°C</p> <p>Tensione di cella singola sufficientemente elevata</p> <p>Diverse possibilità per l'indicazione dello stato di carica</p> <p>Facile produzione in grandi volumi</p> <p>Esistenza di tipologie con ridotto o assente bisogno di manutenzione</p> <p>Basso costo</p>	<p>Vita utile relativamente breve se confrontata con le altre soluzioni di accumulo</p> <p>Peso elevato, proprio per il materiale con cui sono fabbricate (piombo)</p> <p>Bassa densità energetica (30-40 Wh/kg)</p> <p>Rischio di danneggiamento irreversibile a causa della solfatazione</p> <p>Alto contenuto di piombo, arsenico ed antimonio, molto pericolosi per la salute</p> <p>Necessità di trattare i rifiuti in modo adeguato e differenziato</p> <p>Grosse difficoltà nella produzione di batterie di piccola capacità</p> <p>Alte correnti di corto circuito che possono danneggiare irrimediabilmente la batteria</p>
Alta Temperatura	<p>Soluzione ecologica e flessibile per numerose applicazioni</p> <p>Componentistica completamente riciclabile</p>	<p>Limitate applicazioni, prevalentemente sulla rete</p> <p>Alte temperature di funzionamento</p> <p>Diffusione ancora limitata ma prospettive</p>

	<p>Non necessario un sistema di raffreddamento</p> <p>Notevole resistenza agli sbalzi di temperatura</p>	<p>incoraggianti (USA, Giappone)</p>
<p>Batterie a circolazione di elettrolita</p>	<p>Disaccoppiamento di potenza ed energia, perché l'energia è determinata solamente dalla capienza dei serbatoi</p> <p>Soluzione economica per stoccare l'energia a livello di rete</p> <p>Numero indefinito di cicli di carica/scarica</p> <p>Efficienza elevata</p> <p>Carica facile e veloce della batteria mediante semplice sostituzione dell'elettrolita</p> <p>Vita utile > 20 anni</p> <p>Manutenzione bassa/inesistente</p> <p>Facilità di monitoraggio dello stato di carica delle celle</p> <p>Costo per kWh in diminuzione all'aumentare dello stoccaggio</p> <p>Miglioramento, sotto il profilo costi/kWh, dei costi di manutenzione e di durata nei confronti della tradizionale batteria al piombo</p>	<p>Non adatte ad applicazioni di piccola taglia, per le quali il litio rimane la tecnologia di riferimento</p> <p>Ingombri notevoli</p> <p>Rapporto Energia/Volume relativamente basso</p> <p>Sistema di complessità maggiore dei classici accumulatori</p>

1.2 TECNOLOGIE MECCANICHE

1.2.1 Descrizione e principi di funzionamento

I sistemi di accumulo di tipo meccanico sono soluzioni attualmente meno note e diffuse dell'accumulo elettrochimico, ma che presentano tuttavia interessanti prospettive di sviluppo e un ampio quadro di possibili applicazioni per il sistema elettrico di potenza. Le tre principali tipologie di accumulo meccanico sono:

- **sistemi *compressed Air Energy Storage* (CAES):** l'accumulo avviene sotto forma di aria compressa;
- **volani:** l'accumulo avviene sotto forma di energia cinetica;
- **sistemi accumulo idrico mediante pompaggio:** l'accumulo avviene conferendo energia potenziale gravitazionale ad un determinato quantitativo d'acqua, mediante un sistema di pompaggio elettrico.

Con riferimento agli obiettivi del progetto ComESto, in questo documento ci si soffermerà sulle tecnologie di accumulo idrico mediante pompaggio spesso inquadrati nel più ampio contesto degli impianti idroelettrici,

poiché l'accumulo idrico mediante pompaggio hanno una componente "fluente", derivante dall'esistenza di una eventuale asta fluviale, che integra la riserva idrica dovuta al pompaggio. Non verranno, invece, descritte le tecnologie CAES e volani non compatibili allo stato dell'arte con i concetti di Community Energy Storage su cui è focalizzato il progetto.

1.2.1.1 Accumulo idrico mediante pompaggio

I sistemi di accumulo idrico mediante pompaggio, in generale, sono molto diffusi e trovano applicazione su larga scala per il bilanciamento dei sistemi elettrici nazionali. Questi sistemi normalmente consistono di: 1) due serbatoi collocati a diverse elevazioni, 2) un'unità che pompa l'acqua al serbatoio a maggiore elevazione in modo tale da accumulare energia elettrica sotto forma di energia potenziale idraulica quando non vi sono picchi di domanda energetica, 3) una turbina che genera elettricità quando l'acqua torna al serbatoio a minore elevazione, convertendo l'energia potenziale in energia elettrica durante le ore di picco. Chiaramente, il quantitativo di energia accumulabile è proporzionale alla differenza di elevazione tra i due serbatoi e al volume d'acqua accumulato [11].

Data la modalità di accumulo, il tempo di vita atteso di questi sistemi risulta elevato. Inoltre, è possibile immagazzinare enormi quantità di energia che possono essere restituite in tempi molto rapidi. In caso di alluvioni i serbatoi possono anche essere riempiti esclusivamente da una eventuale asta fluviale che di norma si limita ad integrare la riserva idrica, senza ricorrere al pompaggio dal livello inferiore, minimizzando i possibili danni dovuti al fenomeno atmosferico e conseguendo un guadagno netto in termini energetici. Di contro, questa tipologia di accumulo presenta elevati costi di investimento iniziali per la costruzione dell'impianto ed è condizionata dalla presenza di forti vincoli di natura geo-morfologica connessi al sito di installazione [12].

Lo schema di principio relativo al funzionamento di un impianto di accumulo mediante pompaggio idroelettrico è di seguito riportato in Figura 6.

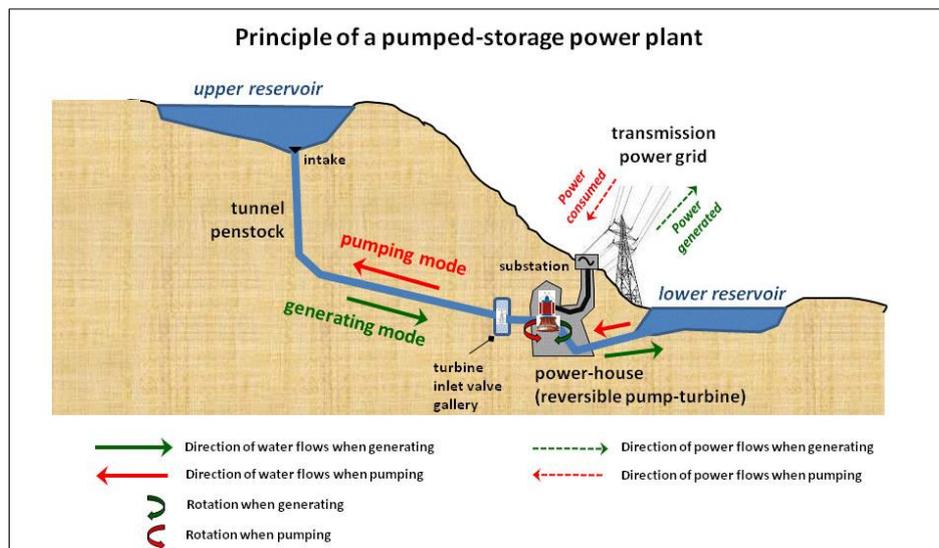


Figura 6 - Principio di funzionamento di un impianto di accumulo idrico mediante pompaggio [13]

Per i sistemi di accumulo idrico mediante pompaggio, le prestazioni possono essere riassunte come di seguito

riportato in Tabella 11.

Tabella 11 - Prestazioni per l'accumulo attraverso pompaggio idroelettrico [11], [14]

Prestazioni Accumulo tramite pompaggio idroelettrico	
Potenza specifica	0 W/kg
Energia specifica	0.5-1.5 Wh/kg
Efficienza energetica di carica/scarica	65-85%
Durata	>50.000 cicli di carica/scarica
Vita calendariale	30-50 anni

Una variante rispetto ai tradizionali sistemi di accumulo idrico mediante pompaggio è la possibilità di sfruttare i sistemi di accumulo dell'acqua potabile (serbatoi) a servizio della rete acquedottistica esistenti e/o opportunamente dimensionati allo scopo. I serbatoi, "caricati" da sistemi di pompaggio che attingono la risorsa idrica dalle falde acquifere, di fatto, costituiscono un sistema di accumulo idrico (di acqua potabile) che potremmo denominare per semplicità "accumulo idropotabile", mediante pompaggio. L'energia accumulata in questi micro-accumuli può essere poi recuperata durante la fase di rilascio della risorsa idrica alle utenze.

Nello specifico, grazie alla possibilità di operare in un'ampia gamma di condizioni di prevalenza e di flusso, i sistemi di "accumulo idropotabile" possono essere impiegati nei comuni, nelle industrie e nelle realtà agricole di irrigazione fornendo energia con una certa continuità. L'impianto può essere installato all'interno dei più comuni materiali per tubazioni quali acciaio, calcestruzzo, etc. fornendo energia senza ripercussioni ambientali.

L'adozione di un sistema così formulato può essere implementata in due diverse forme:

- *sistemi interni*, in cui la turbina si trova interamente all'interno della sezione del tubo e solo il generatore sporge dal condotto;
- *sistemi esterni*, in cui la turbina è situata all'interno di una condotta dedicata che ne garantisce una maggiore flessibilità, a svantaggio della necessità di ulteriore spazio per ospitare la turbina e il gruppo di generazione rendendoli meno ideali per interventi di retrofit su infrastrutture idriche esistenti.

1.2.2 Ambito di applicazione

Gli ambiti di applicazione dell'accumulo idrico mediante pompaggio tradizionali sono individuabili nel settore dei servizi di supporto per la rete, nello stoccaggio quotidiano e nello stoccaggio stagionale. Tale tecnologia risulta utile per l'immagazzinamento energia rinnovabile in eccesso con grande variabilità (soprattutto energia eolica), per la regolazione di rete (frequenza e tensione), per il soddisfacimento del carico elettrico.

Per quanto concerne, invece l'*accumulo idropotabile* mediante pompaggio potendo stabilire il carico da abbattere, è possibile regolare perfettamente questi sistemi affinché non vi siano disagi per gli utenti e garantendo la massima produzione possibile di energia [15]. Utilizzando, quindi, turbine di piccole dimensioni, è possibile recuperare parte dell'energia elettrica servita per l'accumulo della risorsa idrica in serbatoio e alimentare servizi comuni di interi agglomerati di edifici riuniti in codominio.

1.2.3 TRL e costi

L'accumulo idrico mediante pompaggio è considerarsi una tecnologia ormai matura, grazie a decenni di esperienza operativa. Nei prossimi anni non sono quindi previsti miglioramenti tecnologici di rilievo in termini di costo, struttura o efficienza di trasformazione. Si presume pertanto che le caratteristiche tecnologiche ed economiche dei sistemi rimangano sostanzialmente invariate fino al 2030. Tali tecnologie di accumulo si avvalgono di tutta l'esperienza maturata negli impianti idroelettrici, considerato che i primi impianti idroelettrici furono costruiti in Italia e in Svizzera nel 1890 e poi negli USA nel 1929 [16]. A fronte del vantaggio relativo alla loro maturità tecnologica, occorre però considerare che la realizzazione dei sistemi di accumulo mediante pompaggio di grande taglia, richiede comunque grandi spazi e morfologie territoriali particolari, sia per altitudine che per tipologia di suolo, sebbene di più facile realizzazione rispetto agli impianti idroelettrici.

I costi di investimento per tale tecnologia sono generalmente compresi tra circa 5 e 100 €/kWh.

Per il micro-idroelettrico, invece, in linea generale, i costi specifici (per kW installato) diminuiscono all'aumentare della taglia dell'impianto, valendo, pertanto, il concetto di economia di scala. Tuttavia, questo concetto non vale nel caso di implementazione di un impianto pico-idroelettrico, che, essendo caratterizzato da un'elevata semplicità impiantistica e da turbine con potenze inferiori a 5 kW, consente di risparmiare sulle opere civili e di avere, dunque, costi specifici contenuti. I costi di investimento per il micro-idroelettrico sono generalmente compresi tra 1.500 e 3.000 €/kW installato [17].

1.2.4 Impatto ambientale

Dal punto di vista degli impatti, ed in particolare quello ambientale (ma anche quello paesaggistico) l'accumulo idrico mediante pompaggio tradizione è essenziale una accurata la valutazione connessa prevalentemente alla costruzione dei bacini di accumulo. Sono spesso impatti simili agli impianti idroelettrici classici con bacino se non del tutto identici poiché questa tecnologia non è sempre esclusivamente di tipo a "ciclo chiuso" ma, spesso, vi è una componente "fluente" che contribuisce ad alimentare il bacino in alto.

Nel caso, invece, dell'implementazione di sistemi di "accumulo idropotabile" mediante pompaggio, l'impatto ambientale è ridotto o del tutto inesistente, non incidendo nemmeno sul paesaggio o, comunque, con scarso impatto paesaggistico.

1.2.5 Vantaggi e svantaggi

Per i due sistemi di accumulo considerati, si riportano in Tabella 12 i principali vantaggi e svantaggi riscontrati.

Tabella 12 - Vantaggi e Svantaggi dell'accumulo mediante pompaggio idroelettrico

TECNOLOGIA	VANTAGGI	SVANTAGGI
Accumulo idrico mediante pompaggio (Impianti di grande taglia)	<p>Enormi capacità di energia accumulabile</p> <p>Tempi di inversione dell'ordine del minuto</p> <p>Lunga vita utile</p> <p>Impatto sull'ambiente solo come consumo di suolo e all'atto della costruzione ma positivo in casi di zone che necessitano di acqua</p>	<p>Necessità di grandi e particolari situazioni morfologiche, alti costi costruzione in caso di rocce particolari</p> <p>Grandi difficoltà nel realizzarle a causa dell'impatto sul territorio</p>
Accumulo idropotabile – Micro e pico-idroelettrico nelle reti acquedottistiche	<p>Applicabilità a una grande varietà di contesti e realizzazioni impiantistiche</p> <p>Abbattimento della sovrappressione nella rete acquedottistica</p> <p>Ampia diffusione dei gruppi di generazione di taglia pico e micro-idroelettrico per dimensioni, economicità e duttilità di impiego</p> <p>Compatibilità con città storiche o luoghi con rigide disposizioni di salvaguardia del paesaggio</p> <p>Ridotto impatto ambientale per i micro impianti e inesistente per i pico-idroelettrici</p> <p>Di facile installazione</p> <p>Costi operativi e di manutenzione contenuti</p> <p>Lunga vita utile dell'impianto</p> <p>Elevato fattore di utilizzo</p> <p>Valorizzazione dei sistemi idrici esistenti e funzionanti in un'ottica di multifunzionalità e circolarità delle funzioni.</p>	<p>Applicabilità dei sistemi dipendente dal salto e dalla portata</p>

1.3 TECNOLOGIE ELETTROSTATICHE

1.3.1 Descrizione e principi di funzionamento

I supercapacitori, noti come condensatori elettrochimici, sono stati sviluppati principalmente negli ultimi quindici anni e appartengono alla categoria degli accumulatori di tipo elettrostatico. La loro struttura fisica è caratterizzata dalla presenza di due elettrodi immersi in una soluzione elettrolitica e separati da una membrana permeabile. A differenza degli accumulatori elettrochimici essi sono caratterizzati da elettrodi di tipo poroso, i quali presentano una superficie utile maggiore, e sono posti ad una distanza di 10^{-10} m. Diversamente da quanto accade per i comuni condensatori, la loro struttura permette un elevato accumulo di energia.

Questa tipologia di accumulo, in particolare, suscita notevole interesse poiché presenta caratteristiche funzionali intermedie rispetto a quelle delle batterie elettrochimiche ed ai condensatori di costruzione tradizionale. Le batterie, infatti, sono caratterizzate da un'elevata densità di energia e da una bassa densità di potenza e sono, cioè, adatte a processi di carica e scarica lenti (durata di ore). I condensatori tradizionali presentano, invece, una bassa densità di energia e un'elevata densità di potenza e possono essere utilizzati, perciò, in processi di carica e scarica estremamente rapidi (durata di frazioni di secondo). I supercapacitori, per le loro caratteristiche intermedie di densità di energia e di densità di potenza, sono adatti a processi di carica scarica di durata intorno al minuto.

I condensatori elettrochimici possono essere efficacemente adottati, quindi, come sistemi di accumulo di supporto per assistere le batterie elettrochimiche durante picchi di carico di breve durata sia per le applicazioni relative ai veicoli elettrici sia per applicazioni di accumulo stazionario in impianti di generazione distribuita.

Una cella elementare è costituita essenzialmente da due elettrodi porosi, caratterizzati da un elevato rapporto tra superficie e peso, immersi in una soluzione elettrolitica.

L'energia è accumulata prevalentemente con un processo elettrostatico nella distribuzione superficiale di carica che si forma nella regione di interfaccia tra ogni elettrodo e l'elettrolita.

Quando si applica una tensione ai due elettrodi, ai due lati delle superfici di interfaccia solido-liquido di ciascun elettrodo si produce un accumulo di cariche elettrostatiche di segno opposto.

Le due distribuzioni superficiali di carica sono separate (isolate) da una pellicola di elettrolita di spessore comparabile con le dimensioni molecolari.

Nella letteratura tecnica la specifica configurazione di carica elettrica risultante, rappresentata dai due strati superficiali di cariche di segno opposto affacciati a distanza molecolare, è indicata come distribuzione a doppio strato.

Durante il processo di formazione del doppio strato non avviene trasferimento di carica attraverso la superficie di interfaccia; la corrente che può essere rilevata è dovuta alla sola redistribuzione delle cariche in modo analogo a quanto avviene in un tradizionale condensatore.

Il doppio strato di carica che si stabilisce all'interfaccia tra elettrodo ed elettrolita può essere rappresentato approssimativamente come un condensatore a facce piane e parallele.

Per lo spessore microscopico dello stato molecolare che si interpone, con un elettrodo a superficie liscia può

essere raggiunta una capacità specifica di 20-50 μ F/cm². Il campo elettrico corrispondente nella regione di separazione è molto elevato e può anche raggiungere i 106 V/cm. La capacità può essere ulteriormente accresciuta incrementando la superficie esterna degli elettrodi.

La formazione della distribuzione di carica a doppio strato è il meccanismo primario di accumulo di energia nei condensatori elettrochimici. Reazioni di ossidoriduzione o fenomeni di assorbimento sulle superfici degli elettrodi costituiscono meccanismi secondari di accumulo di energia.

I supercapacitori possono essere classificati a seconda dei materiali utilizzati per costituire gli elettrodi, (carbone, ossidi metallici, polimeri) o per il tipo di elettrolita impiegato (organico, acquoso). Il processo di accumulo delle cariche nel doppio strato è un processo superficiale e conseguentemente le caratteristiche superficiali degli elettrodi influenzano enormemente le prestazioni della cella.

Gli elettrodi più utilizzati sono quelli a base di carbone, caratterizzati da basso costo, elevata area superficiale, ampia disponibilità, elevata polarizzabilità ed infine realizzati con un processo tecnologico produttivo ben consolidato. Gli elettrodi di carbonio si possono suddividere in due tipi, quelli a base di carboni attivati, polveri e stoffe, e quelli a base di carboni nanostrutturati come i nanotubi.

I più comuni e commercializzati sono quelli a base di carbone attivato, relativamente economici e con elevate aree superficiali. I nanostrutturati sono caratterizzati da una maggiore porosità con pori di dimensioni fino a 2 nm, ma sono più costosi e con capacità che vanno da pochi Farad fino a migliaia di Farad per cella.

Gli ossidi metallici costituiscono una vantaggiosa alternativa al carbonio per la loro bassa resistività e la loro elevata capacità specifica tale da consentire la costruzione di condensatori con alta densità di energia ed alta densità di potenza. Gli elettrodi a base di ossidi metallici sono, però, penalizzati dagli elevati costi di produzione e dai modesti valori della tensione nominale della cella (1 V).

Alcuni studi hanno suggerito l'utilizzo di polimeri conduttori per la realizzazione degli elettrodi. I polimeri accumulano o rilasciano carica elettrica con reazioni di ossidoriduzione. Nella reazione di ossidazione gli ioni sono trasferiti nella matrice polimerica; invece, nella reazione di riduzione gli ioni sono rilasciati nella soluzione. Con i polimeri conduttori l'accumulo di carica avviene nell'intero volume dell'elettrodo e non solo sulla superficie come per il carbonio. Questa caratteristica consente di raggiungere elevati valori di capacità specifica. Per i supercapacitori con elettrodi polimerici sono stati riportati valori piuttosto elevati di densità di potenza e di densità di energia. Tuttavia, la contrazione e la dilatazione del polimero durante le operazioni di carica-scarica possono comportare un deterioramento strutturale. I limiti tecnologici sono oggi costituiti da una scarsa stabilità a lungo termine e da una insufficiente durata di vita.

La scelta dell'elettrolita per un supercapacitore è importante quanto lo è la scelta del materiale usato per l'elettrodo, infatti, la massima tensione di lavoro della cella, e quindi la massima energia immagazzinabile, dipende dal potenziale di decomposizione dell'elettrolita. Esistono oggi due diverse tipologie di elettrolita per un supercapacitore: gli elettroliti organici e gli elettroliti acquosi.

L'elettrolita organico è il più diffuso, in particolare tra i dispositivi commerciali, grazie al suo elevato potere di dissociazione. Gli elettroliti organici, pur presentando capacità specifiche minori permettono di funzionare con

tensioni superiori; le tensioni normali di esercizio sono tipicamente di 2,5-3 V per singolo elemento. Valori di tensione più elevati, circa 3,5 V, si possono raggiungere adottando particolari procedure di purificazione dell'elettrolita e applicando speciali film protettivi che riducono la corrosione degli elettrodi. I supercapacitori con elettrolita acquoso sono caratterizzati da una capacità specifica maggiore e da una minore resistenza equivalente serie (R_s), inoltre hanno un costo relativamente contenuto. Hanno però lo svantaggio di sopportare tensioni di cella più basse, intorno a 1 V, con una riduzione dell'energia immagazzinabile. Sono in generale meno diffusi di quelli con elettrolita organico. Gli elettroliti acquosi più utilizzati sono l'acido solforico e l'idrossido di potassio.

La densità di energia dei supercapacitori è molto bassa se paragonata a quella degli accumulatori elettrochimici, ma la loro potenza specifica è molto elevata. Ciò, unito alla rapidità con cui è possibile la carica e scarica per un numero elevato di cicli, rende i componenti particolarmente adatti ad applicazioni che richiedono l'erogazione di potenze elevate per brevi periodi, dalla frazione di secondo a pochi minuti. In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** sono confrontate le prestazioni dei supercapacitori con quelle degli accumulatori elettrochimici di tipo tradizionale.

Tabella 13 - Confronto tra supercapacitori ed accumulatori elettrochimici

Prestazioni	Accumulatori elettrochimici	Supercapacitori
Potenza specifica [W/kg]	6-300	5.000
Energia specifica [Wh/kg]	30-45	4-5
Durata di vita [cicli]	500	500.000-1.000.000
Tempo di ricarica	Ore	Secondi
Tempo di autoscarica	Mesi	Giorni
Rendimento	0.7-0.9	0.95

Le specifiche fornite dai produttori indicano che l'accumulatore permette una completa profondità di scarica (fino al 99%), cicli rapidi di carica/scarica, funzionalità alle basse ed alte temperature (da -30°C a 85°C) il tutto senza compromettere la performance e la durata dei capacitori. L'assenza di processi elettrochimici, tipici delle batterie classiche, salvaguarda i supercondensatori da un rapido invecchiamento e assicura 500.000 cicli di carica-scarica con una durata di vita minima di 10 anni, senza che la capacità si modifichi in funzione del tempo.

Gli aspetti deboli di questa tecnologia sono i valori ridotti di energia specifica che si attestano sui 40÷60 Wh/Kg, dove invece le batterie al litio raggiungono facilmente 100÷250 Wh/Kg.

Pertanto, le prestazioni dei supercondensatori possono essere riassunte come riportato in Tabella 14.

Tabella 14 - Prestazioni dei Supercapacitori [14] [18]

Prestazioni Supercapacitori	
Potenza specifica	2000-5000 W/kg
Energia specifica	3-5 Wh/kg
Efficienza energetica di carica/scarica	85-98%

Durata	Da 10^5 a 10^7 cicli
Vita calendariale	>5-20 anni

1.3.2 Ambito di applicazione

Queste tecnologie sono attualmente impiegate nel campo della trazione elettrica o ibrida, accoppiate a sistemi di batterie o a celle a combustibile, con lo scopo di fornire i picchi di potenza all'avviamento o durante improvvise accelerazioni e per il recupero dell'energia in frenatura. I moduli accumulatori a supercondensatori sono in grado di sostituire le attuali applicazioni stanziali basate sul piombo (AGM, GEL, acido libero) o le batterie al Litio-Ioni (qualsiasi tipo).

I supercapacitori, inoltre, possono essere accoppiati ai sistemi di produzione da fonte rinnovabile, con lo scopo di compensare le fluttuazioni della potenza generata, dovuta all'aleatorietà della sorgente primaria, migliorando la qualità della produzione. Sono particolarmente adatti ad applicazioni di Power Quality, in cui i sistemi di accumulo sono utilizzati per migliorare la qualità della fornitura e garantire la bontà della forma d'onda della tensione di alimentazione e per l'alimentazione dei carichi particolarmente sensibili anche a lievi anomalie nella tensione di alimentazione. Il beneficio apportato risulta importante non solo per il distributore (soggetto a eventuali sanzioni se non rispetta certi livelli di qualità dell'energia fornita) ma anche per la qualità della vita per l'utente (miglior servizio).

Le applicazioni dei supercondensatori nel settore dei trasporti sono molto promettenti. Sono in corso numerosi studi per applicazioni su veicoli elettrici o a combustione interna, treni, metro ecc. Le applicazioni dei supercondensatori nel settore dei trasporti sono molto promettenti. Sono in corso numerosi studi per applicazioni su veicoli elettrici o a combustione interna, treni, metro, ecc. [18]. L'obiettivo è di recuperare l'energia dissipata durante la frenata. I supercondensatori, in questo caso, sono la tecnologia più adatta grazie alla loro caratteristica di potenza specifica. L'utilizzo dei supercondensatori potrebbe contribuire a ridurre le emissioni di CO₂ prodotte dai veicoli a combustione interna, massimizzare l'efficienza dei veicoli elettrici ed evitare sovratensioni sulle linee ferroviarie quando l'energia recuperata viene reimpressa in linea.

1.3.3 TRL e costi

Il livello di TRL dei supercondensatori è compreso tra 8 e 9. I sistemi di accumulo che utilizzano tale tecnologia sono spesso utilizzati in progetti pilota, con l'obiettivo di valutarne le capacità di erogazione di servizi ancillari alla rete. Lo sviluppo di questa tecnologia dipende fortemente dalla ricerca che si effettua sui materiali utilizzati per gli elettrodi ed elettrolita [18]. Questi dispositivi presentano un basso livello di diffusione a causa della loro autonomia molto ridotta. Proprio per questa ragione, questa tipologia di accumulo è ancora oggetto di studio da parte di vari gruppi di ricerca sia relativamente ad aspetti tecnologici connessi al dispositivo nel suo complesso che in termini di materiali innovativi da utilizzare per gli elettrodi (ad esempio materiali nano strutturati) e per gli elettroliti. Attualmente, il carbonio risulta il materiale maggiormente adoperato per produrre gli elettrodi dei supercondensatori ed è possibile progettare elettrodi di grandi dimensioni che favoriscono il passaggio degli ioni. L'interesse scientifico è concentrato sulla ricerca di nuovi

materiali elettrochimici con una tossicità ridotta e in grado di aumentare la densità energetica, quali nitruri, solfuri e materiali che presentano una cosiddetta “pseudo-capacità”.

A livello nazionale non sono attualmente presenti sistemi di accumulo di grossa taglia che utilizzano la tecnologia dei supercondensatori ma sono presenti piccoli progetti (dell'ordine delle decine di kW) per applicazioni ferroviarie.

Questi sistemi di accumulo presentano una bassa densità di energia ed energia specifica (kWh/kg) non risultando quindi competitivi in termini di costo per kWh rispetto ai sistemi di accumulo elettrochimici. Tuttavia, il costo per unità di potenza risulta, invece, interessante anche alla luce dell'elevato numero di cicli che questi dispositivi sono in grado di svolgere. Sia per sistemi di bassa (5 kW) che di alta potenza (1 MW), i costi per unità di potenza e di energia sono rispettivamente 150-300 €/kW e 15.000-30.000 €/kWh.

Il costo specifico di installazione è generalmente compreso tra circa 250 e i 2.000 €/kWh.

1.3.4 Impatto ambientale

Le potenzialità di impatto ambientale della tecnologia sono essenzialmente legate alla produzione di sistemi e all'eventuale *leakage* di materiali pericolosi in utilizzo o dismissione. Lo smaltimento di questa tipologia di sistemi di accumulo non richiede particolari accorgimenti, fatta eccezione per i solventi contenuti negli elettroliti organici che presentano un livello di tossicità comparabile a quello dei solventi presenti nelle batterie Litio/ioni.

1.3.5 Vantaggi e svantaggi

I vantaggi dei supercapacitori rispetto ad altri sistemi di accumulo analoghi, quali ad esempio i volani ad alta velocità, sono le dimensioni e il peso ridotto, la semplicità di gestione e di manutenzione, la mancanza di emissioni.

Come già detto, i punti di forza degli accumulatori a supercapacitori sono proprio quelli che nelle batterie tradizionali rappresentano i punti deboli, possono reggere potenze di carica e scarica elevatissime, per cui se la potenza è disponibile si possono caricare anche in pochi secondi. Lo stesso può avvenire nella scarica se le esigenze del carico allacciato lo richiedono, tuttavia essi possono essere caricati o scaricati a potenze molto piccole. Questa caratteristica li rende molto utili dove sono presenti picchi improvvisi di potenza sia in produzione che in assorbimento alternati a potenze minime, che sono le condizioni che spesso si presentano nelle reti e nelle produzioni di energie rinnovabili.

Tra i vantaggi vi sono anche la bassa dissipazione di calore, (non necessita di raffreddamento), il mantenimento della capacità nominale indipendentemente dalla corrente erogata e dalla temperatura esterna. Questi accumulatori inoltre non richiedono il trasporto speciale per merci pericolose come per le batterie al Litio, e non richiedono manutenzione.

In Tabella 15 si riportano vantaggi e svantaggi per ciascuna tecnologia di accumulo mediante supercondensatori.

Tabella 15 - Vantaggi e Svantaggi dell'accumulo mediante supercondensatori

TECNOLOGIA	VANTAGGI	SVANTAGGI
Supercondensatori	Dimensioni e peso ridotti Elevata densità di potenza Semplicità di gestione e manutenzione Rapidità dei cicli di carica/scarica Assenza di emissioni Ridotta dissipazione del calore	Limitata quantità di carica accumulabile Costo ancora elevato Valori ridotti di energia specifica

1.4 TECNOLOGIE BASATE SULL'IDROGENO

1.4.1 Descrizione principi di funzionamento

L'idrogeno è l'elemento più abbondante nell'universo ed il suo utilizzo come vettore energetico ha acquisito interesse negli ultimi decenni. La molecola di idrogeno (H₂) è dotata di elevata stabilità a temperatura ambiente, tuttavia, allo stato atomico (H), l'idrogeno è caratterizzato da elevata reattività e pertanto deve essere utilizzato in maniera appropriata. Il basso contenuto energetico dell'idrogeno per unità di volume ne rende particolarmente complesso lo stoccaggio.

Lo stoccaggio dell'idrogeno può essere realizzato per via fisica attraverso compressione e liquefazione oppure per via chimica mediante l'utilizzo di idruri. Sebbene lo stoccaggio fisico offra elevate capacità di stoccaggio uno dei limiti principali è la rigenerazione del materiale usato per lo stoccaggio.

Diversi metodi fisici e chimici sono oggetto di studio per lo stoccaggio di idrogeno: 1) pressurizzazione ad elevate pressioni (700 bar), 2) liquefazione e stoccaggio in serbatoi criogenici (-252°C), 3) adsorbimento su materiali ad elevata area superficiale (T<726°C), 4) adsorbimento in siti interstiziali (temperature ambiente e pressione atmosferica), 5) formazione di composti chimici in cui l'idrogeno partecipa a legami ionici e covalenti (pressione atmosferica) e 6) ossidazione di metalli reattivi con acqua.

Un sistema di accumulo di energia basato su idrogeno include tre componenti principali:

- Convertitore di entrata
- Un sistema di conversione atto a convertire energia elettrica in ingresso in idrogeno in uscita. Può essere basato su diverse tecnologie come membrana di scambio protonico PEM (Proton Exchange Membrane), membrana di scambio anionico AEM (Anion Exchange Membrane), elettrolizzatore di ossido solido SOE (Solid Oxide Electrolyser);
- Stoccaggio dell'idrogeno

- Un sistema di stoccaggio dell'idrogeno. L'idrogeno può essere accumulato sotto forma gassosa in serbatoi in pressione fino a 70MPa o sotto forma liquida a temperature di 20-22 K (-253 °C) o sotto forma solida con ad esempio idruro di metallo reversibile;
- Convertitore di uscita
- Un sistema per convertire da idrogeno in energia elettrica in uscita. Può essere costituito da una cella a combustibile basata su diverse tecnologie come membrana di scambio PEM, cella a combustibile alcalina AFC (Alkaline Fuel Cell), cella a combustibile ad ossido solido SOFC (Solid Oxide Fuel Cells). È presente anche un modulo PEM reversibile, una cella elettrochimica che integra le funzionalità di un elettrolizzatore e una cella a combustibile, in modo da realizzare un sistema più compatto ed economico anche se generalmente sul mercato sono proposti due dispositivi separati.

La conversione dell'energia elettrica in energia chimica, che funge da accumulo, può avvenire attraverso 2 processi: Power to Gas (P2G) e Power to Power (P2P), ciascuna delle quali tipiche delle differenti applicazioni del vettore energetico H₂ (trasporti e riconversione diretta di energia elettrica), come mostrato in Figura 7.

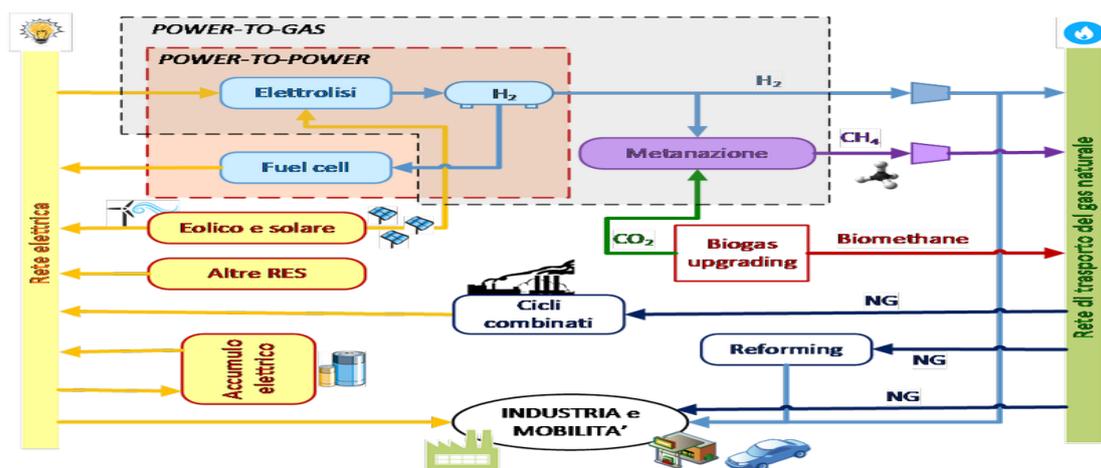


Figura 7 – Integrazione delle tecnologie P2G e P2P nel sistema energetico e interazioni con la rete elettrica e l'infrastruttura del gas naturale [19]

La conversione **Power-to-Gas (P2G)** si basa su sistemi elettrolitici che nella versione più semplice utilizzano elettricità per scindere molecole di acqua nei loro componenti basilari (idrogeno e ossigeno).

Ai fini degli obiettivi progettuali, però, l'alternativa più interessante – nell'ottica dell'accumulo distribuito – è la riconversione diretta in energia elettrica, con celle a combustibile (**Power-to-Power**), che oltre a consumare l'energia rinnovabile non programmabile quando risulta in eccesso, la può restituire quando necessario.

Nonostante il rendimento complessivo sia inferiore rispetto a quello di una batteria (a seconda delle tipologie di elettrolizzatori e fuel cell, il 40-60% dell'energia viene perso nel processo, contro il 20% dissipato da un sistema a batteria), la conversione in combustibile può risultare conveniente in termini di dimensioni dell'impianto e di capacità di mantenere l'energia immagazzinata per lunghi periodi.

Il ciclo di immagazzinamento dell'energia in H₂ prevede la sua produzione con un elettrolizzatore, lo stoccaggio in bombole, serbatoi o cavità sotterranee e la successiva trasformazione in energia elettrica tramite celle a combustibile (fuel cell). Bisogna sottolineare che, rispetto alle batterie, il sistema di accumulo ad H₂ è

una tecnologia meno matura ed economica, sebbene relativamente semplice. È, inoltre, meno efficiente: l'efficienza di un piccolo elettrolizzatore è dell'ordine del 50%, arriva al 67% in un impianto su scala industriale.

Gli elettrolizzatori sono una tecnologia abbastanza nota, in particolare nella tipologia basata su elettroliti alcalini, a fianco della quale sono in forte sviluppo altre tecnologie innovative. Ad esempio, sono presenti le prime unità commerciali basate su elettroliti polimerici (PEM), più compatte e flessibili, o ceramici ad alta temperatura (SOEC), che permettono una riduzione dei consumi tramite il recupero di calore da fonti esterne e la possibilità di sintetizzare altri combustibili (co-elettrolisi).

Di seguito, in Tabella 16, si sintetizzano le principali prestazioni dei dispositivi di accumulo ad idrogeno.

Tabella 16 - Prestazioni dei sistemi di accumulo ad idrogeno [19-23]

Prestazioni	Sistema di accumulo con idrogeno
Potenza specifica [W/kg]	>500
Energia specifica [Wh/kg]	800-10.000
Efficienza elettrolizzatore PEM [%]	67-82
Efficienza elettrolizzatore SOE [%]	76-91
Efficienza cella a combustibile PEM [%]	60-70
Efficienza cella a combustibile SOFC [%]	50-62
Efficienza round trip PEM [%]	~ 40-50
Efficienza round trip SOC (solo elettrica) [%] ⁷	~ 38-56
Durata [numero di cicli]	1000
Vita calendariale [anni]	5-15
Capacità di stoccaggio Idrogeno compresso [MJ/L]	~ 4 (@ 700 bar)
Capacità di stoccaggio Idrogeno liquido [MJ/L]	~ 7
Capacità di stoccaggio Metalli idruri [MJ/L]	9-18

1.4.2 Ambito di applicazione

I sistemi di accumulo chimici, pur presentando soluzioni disponibili commercialmente, hanno ambiti di applicazione più limitati rispetto a quelli dei dispositivi di storage elettrochimici. In ambito nazionale, malgrado negli anni '80-'90 lo stato di sviluppo della tecnologia delle celle a combustibile sia stato allineato a

⁷ Considerando anche gli scambi termici del sistema, efficienze superiori al 90% possono essere raggiunte con tecnologia a ossi solidi sia per cella a combustibile che per elettrolizzatore.

quello internazionale, la carenza di investimenti ha comportato nel corso del tempo una drastica riduzione della presenza di industrie nel settore. Sono stati realizzati numerosi progetti dimostrativi finanziati con fondi comunitari e nazionali, con applicazioni al settore stazionario, ai trasporti e marino, dell'idrogeno come combustibile per il trasporto. Le infrastrutture di rete sono assenti, fatta eccezione per alcuni punti situati nel Nord Italia e alcuni progetti di integrazione con la rete europea.

In un'ottica di accumulo distribuito e coerentemente con gli obiettivi di ComESTo, l'H₂ può essere utilizzato per rendere il prosumer completamente autosufficiente (o quasi) dalla rete di distribuzione in termini di fabbisogno energetico in condizioni normali - mantenendo la connessione in primis per assicurare una eventuale fornitura di backup -, soprattutto per gli impianti di potenza relativamente piccola.

L'utilizzo dell'idrogeno in micro-reti come quella in oggetto nel progetto ComESTo riveste un ruolo di primaria importanza per poter garantire lo stoccaggio energia quando la produzione da fonti rinnovabili eccede la domanda. L'energia così stoccata sotto forma di idrogeno sarà utilizzata al momento in cui la domanda della rete non potrà essere soddisfatta dall'energia prodotta da fonti rinnovabili. In questo contesto, il monitoraggio dei singoli membri della rete è fondamentale per garantire l'equilibrio della rete stessa attivando gli appositi dispositivi per la produzione e lo stoccaggio di idrogeno

I sistemi SOFC possono, in particolare, operare a carico parziale, fino ad 1/3-1/4 della loro potenza elettrica nominale. Questa funzionalità risulta particolarmente importante per consentire Demand Side Management e Load Following.

Nel settore automobilistico, sono già commercialmente presenti sistemi su piccola serie (automobili e autobus). Piccoli generatori, ad es. trans-pallet in ambito movimentazione merci nei magazzini, già da tempo presentano una vasta diffusione della tecnologia, mentre altri settori in rapida espansione sono i veicoli autonomi di impiego militare.

1.4.3 TRL e costi

Data la varietà di tecnologie e di possibili applicazioni, diversi sono gli stati di avanzamento: a sistemi ancora prototipali (AFC) si affiancano sistemi market-entry (SOFC) e altri in piena commercializzazione (PEM). I sistemi SOFC possono, in particolare, operare a carico parziale, fino a 1/3-1/4 della loro potenza elettrica nominale. Questa funzionalità risulta particolarmente importante per consentire Demand Side Management e Load Following. Nel settore automobilistico, sono già commercialmente presenti sistemi su piccola serie (automobili e autobus). Piccoli generatori, ad es. trans-pallet in ambito movimentazione merci nei magazzini, già da tempo presentano una vasta diffusione della tecnologia, mentre altri settori in rapida espansione sono i veicoli autonomi di impiego militare.

La quantificazione della capacità di stoccaggio e la valutazione economica delle diverse tecnologie di stoccaggio di idrogeno sono le principali sfide attualmente aperte per accelerare l'utilizzo di sistemi di stoccaggio basati su idrogeno.

Pochi sistemi di stoccaggio basati su idrogeno sono attualmente commercializzati e la loro installazione in applicazioni pratiche si sta diffondendo, alcune applicazioni risultano essere di particolare interesse per il

progetto ComESTo. Tra i vari prodotti attualmente sul mercato, l'azienda belga SOLENCO POWER commercializza due versioni di SOLENCO Powerbox™ (SPB™) [24]: una che prevede lo stoccaggio di idrogeno in metalli idruri e la seconda in cui l'idrogeno viene stoccato in serbatoi in pressione. Il sistema di stoccaggio di SPB™ è basato su celle a combustibile reversibili che operano come elettrolizzatori quando la produzione di energia da fonte rinnovabile è maggiore della domanda energetica. Appropriata ventilazione e sensoristica sono installate assieme all'impianto e sono fondamentali per garantirne sicura operatività, specialmente per lo stoccaggio di idrogeno in pressione. La SOLENCO POWER produce sistemi di stoccaggio con pressione operativa nel range 23-300 bar e capacità di stoccaggio da 7 a 235 kWh [25]. Un altro dispositivo per lo stoccaggio stagionale di energia utilizzando idrogeno come vettore energetico è stato proposto dall'azienda tedesca "Home Power Solutions" che ha sviluppato il sistema Picea per stoccare l'energia in eccesso prodotta da pannelli fotovoltaici utilizzando idrogeno. Il sistema ottimizzato prevede l'integrazione di batterie, elettrolizzatori e celle a combustibile consentendo lo stoccaggio del surplus di energia prodotto da pannelli fotovoltaici in estate per poterlo utilizzare in inverno [26].

Tra i progetti sullo stoccaggio di idrogeno risultano di interesse il progetto "Phi Suea House" in Thailandia, le "ENE-FARM" in Giappone e le "BLUEGEN" prodotte in Italia da SOLIDpower [27]. "Phi Suea House" prevede l'utilizzo di celle a combustibile per lo stoccaggio di idrogeno prodotto dal surplus energetico di pannelli solari, si stima che l'intero sistema possa produrre 140'233 kWh/anno. Un altro esempio di applicazione di stoccaggio di energia basato su idrogeno è stato sviluppato in Südtirol come parte del Knappenhau Project [21]. Per tale progetto, gli ingegneri dell'azienda tedesca GKN powder metallurgy hanno sviluppato una nuova lega di idruri per lo stoccaggio di idrogeno gassoso a 30 bar in pellets di elevata densità, il sistema offre una capacità di stoccaggio di 160 kg di idrogeno. Le unità Ene-Farm installate in Giappone e le unità BLUEGEN prodotte da SOLIDpower invece sono unità CHP basate su celle ad ossidi solidi ed utilizzate per produzione combinata di energia elettrica e termica principalmente in ambito residenziale o per piccole aziende, l'efficienza complessiva di ogni unità è stimata attorno al 97%.

Il TRL di questi dispositivi è generalmente più basso rispetto a quello delle altre tecnologie di accumulo precedentemente esaminate. In particolare, rispetto agli accumulatori elettrochimici, il sistema di accumulo ad H₂ è una tecnologia meno matura ed economica. Data la varietà di tecnologie e di possibili applicazioni, diversi sono gli stati di avanzamento: a sistemi ancora prototipali (AFC) si affiancano sistemi market-entry (SOFC) e altri in piena commercializzazione (PEM).

Tali tecnologie hanno **costi elevati**. Gli alti costi sono dovuti in parte ai materiali e alle tecniche di produzione utilizzati (terre rare e processi ceramici per SOFC, platino per PEM) e all'attuale basso effetto di scala.

Le applicazioni di produzione di idrogeno che utilizzano un **elettrolizzatore alcalino** (AFC), alla capacità nominale, presentano un consumo di 51 kWh/kg e un costo d'investimento di 1600 €/(kg/d) che, in termini di costo per unità di potenza, corrisponde a 750 €/kW. La spesa per la manutenzione si attesta su 32 €/(kg/d)/anno.

Le applicazioni di produzione di idrogeno che utilizzano elettrolizzatore **PEM**, alla capacità nominale,

presentano un consumo di 58 kWh/kg e un costo d'investimento di 2.900 €/(kg/d), che, normalizzato rispetto al kW corrisponde a 1.200 €/kW e un costo di manutenzione 58 €/(kg/d)/anno.

Le applicazioni di produzione di idrogeno che utilizzano elettrolizzatore **SOE**, alla capacità nominale, presentano un consumo di 41 kWh/kg, un costo di investimento di 12.000 €/(kg/d), un costo di manutenzione di 600 €/(kg/d)/anno, efficienza inversa del 50%, capacità inversa del 20%.

La modalità di accumulo di idrogeno sotto forma gassosa in pressione (350 bar) presenta dei costi di investimento pari a 1.000 €/kg di idrogeno accumulato ed una capacità volumetrica di 0.023 kg/l.

I sistemi micro-CHP (micro combined heat and power) per la conversione di idrogeno in energia elettrica producono anche energia termica; per applicazioni di piccola potenza (compresa tra 0.3 e 5 kW), il costo di investimento è di 13.000 €/kW, una vita attesa di 12 anni, un'efficienza elettrica tra il 33 e il 60%, e tra il 25 e il 55% l'efficienza termica.

Per applicazioni di maggior potenza (5-400 kW) il costo dell'investimento è compreso tra i 5.000 e gli 8.500 €/kW, una vita attesa tra i 6 e i 20 anni, l'efficienza elettrica tra il 41 e il 55%, e l'efficienza termica tra il 24 e il 41%.

Per le applicazioni a elevata potenza (0.4-30 MW) il costo di investimento è tra i 3.000 e gli 3.500 €/kW, una vita attesa di 15 anni, efficienza elettrica del 45%, efficienza termica tra il 20 e il 40%.

1.4.4 Impatto ambientale

I soli prodotti derivanti da uno stack alimentato con idrogeno sono: acqua, calore e elettricità, mentre celle ad alta temperatura come le SOFC rilasciano anche una parte controllabile di NO_x (<5-40 mg/kWh, da confrontare con le emissioni da turbine a gas >500 mg/kWh e motori diesel >10.000 mg/kWh). Una cella a combustibile alimentata a idrogeno è quindi considerata virtualmente a “emissioni zero”. Per la stima dell'impatto ambientale per kW elettrico è necessario valutare l'intero ciclo di produzione, trasporto (materie prime e rifiuti) e smaltimento (considerando la percentuale di riciclaggio dei materiali). L'impatto ambientale della produzione di tali sistemi (per kW_{el}) è razionalizzato in base a: emissione di gas serra (CO₂); ii) emissione di gas acidi (SO₂); iii) eutrofizzazione (PO₄³⁻); iv) altro (particolati emessi nell'atmosfera, ecc.). Una percentuale importante di tale impatto, in particolar modo per le celle a membrana scambio protonico (PEMFC) a bassa temperatura è da attribuire alla produzione delle materie prime (metalli del gruppo del platino) che determina emissione di gas serra e di SO₂ (derivante dal processo metallurgico). Il riciclo dei materiali costitutivi (% di riciclo), nonché la riduzione del loro contenuto (fino al target di 0.3mg Pt/cm²), permette di mitigare l'impatto ambientale della produzione dei sistemi.

1.4.5 Vantaggi e svantaggi

L'utilizzo di idrogeno come vettore energetico risulta particolarmente interessante per lo stoccaggio di lunga durata (es. stagionale) sia per la stabilità, nel tempo, della capacità sia per la possibilità di immagazzinare grandi quantità di energia. Tuttavia il costo di un sistema di stoccaggio basato su idrogeno è ancora elevato e la relativa efficienza di round-trip è piuttosto bassa. Nella Tabella 17 sono riepilogati i principali vantaggi e svantaggi di tali sistemi di accumulo.

Tabella 17 - Vantaggi e Svantaggi dell'accumulo mediante idrogeno

TECNOLOGIA	VANTAGGI	SVANTAGGI
Idrogeno	Stoccaggio di lunga durata Stabilità nel tempo della capacità Elevata densità energia per unità di massa	Costo elevato Scarsa efficienza di round-trip Accorgimenti e regole specifiche per installazione Scarsa densità di energia per unità di volume

2 LE TECNOLOGIE DI ACCUMULO ENERGETICO: ACCUMULO TERMICO

I sistemi di stoccaggio dell'energia termica accumulano calore in uno specifico mezzo di accumulo durante il periodo di carica per poi renderlo utilizzabile all'occorrenza. Il processo completo, quindi, prevede concettualmente tre fasi: carica, conservazione e scarica. In linea generale, come per gli altri sistemi di accumulo, le caratteristiche più importanti sono:

- **durata:** tempo durante il quale l'energia può essere conservata con perdite accettabili;
- **densità o capacità di accumulo:** quantità di energia immagazzinata nell'unità di volume (misurata in kWh/m³)
- **efficienza:** rapporto tra l'energia estratta durante la scarica e l'energia immagazzinata durante la carica:

$$\eta = \frac{mc(T - T_0)}{mc(T_\infty - T_0)}$$

- in cui mc è la capacità termica totale del mezzo, T e T₀ sono le temperature massima e minima dell'accumulo durante il processo di scarica, e T_∞ è la temperatura massima al termine del processo di carica. Un accumulo efficiente dovrebbe avere lunga durata ed elevata densità; inoltre dovrebbe minimizzare le perdite termiche e consentire un elevato recupero di energia durante l'estrazione dall'accumulatore.

Una prima classificazione dei sistemi di accumulo termico può essere basata sulla modalità con cui avviene l'accumulo del calore. In tal senso, gli accumuli termici vengono distinti in: sistemi a calore sensibile, a calore latente e termochimici. Una rappresentazione schematica di questa tipologia di sistemi è di seguito riportata in Figura 8.

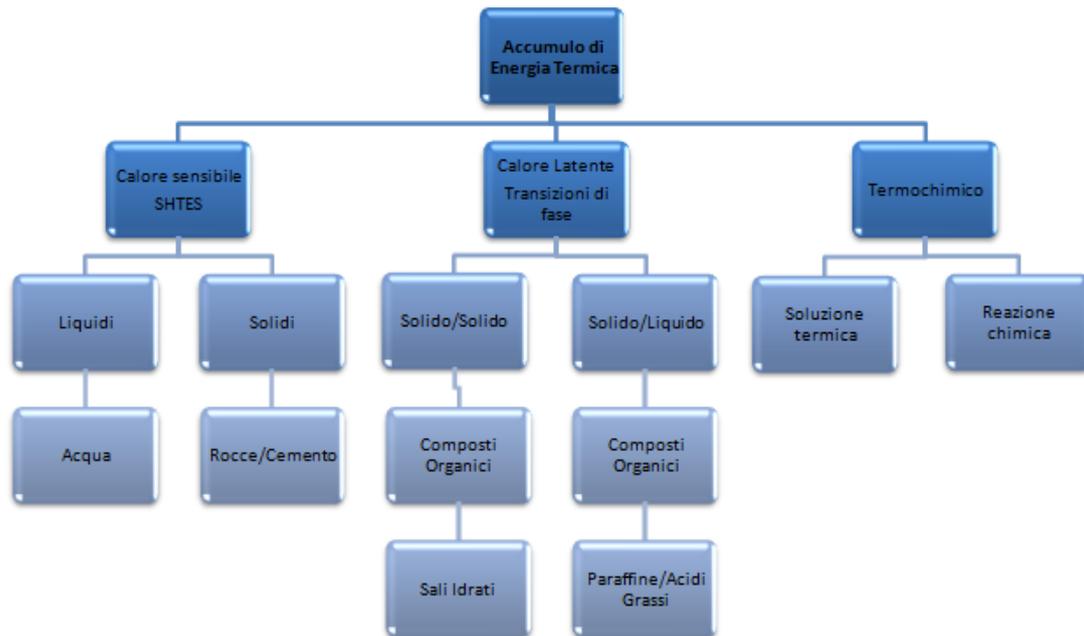


Figura 8 – Rappresentazione schematica delle tecnologie di accumulo termico

Una ulteriore classificazione delle tecnologie di accumulo termico può essere effettuata in funzione delle temperature di lavoro, in particolare, adottando tale principio, gli accumuli termici possono essere distinti nelle seguenti quattro categorie:

- **HTTES (High Temperature Thermal Energy Storage):** accumulo ad alta temperatura che comprende tutti gli impianti che operano con temperature di lavoro maggiori di 200°C. Nonostante gli utilizzi di questa tipologia d'accumulo siano incentrati su applicazioni riguardanti il solare termico, le tecnologie HTTES permettono anche di recuperare il calore di scarto in modo conveniente, utilizzandolo ad esempio nella fase produzione di molti materiali e nel settore metallurgico in generale;
- **LTTES (Low Temperature Thermal Energy Storage):** accumulo a bassa temperatura costituito da tutti quei sistemi che operano tra 10°C e 200°C. Le applicazioni più frequenti riguardano il riscaldamento e il raffrescamento di edifici, i sistemi di trattamento aria, le serre, i forni solari e i serbatoi d'acqua. Spesso questi sistemi si trovano abbinati a impianti combinati o collettori solari in modo da poter sfruttare al meglio la fonte solare, sia di tipo giornaliero che stagionale;
- **MTTES (Medium Temperature Thermal Energy Storage):** accumulo intermedio tra quello di alta temperatura e quello di bassa. I processi di accumulo considerati hanno un intervallo di temperatura tra i 100°C e i 250°C. Questa tipologia di accumulo risulta molto interessante per una serie di applicazioni, tra le quali gli impianti solari a concentrazione e il solar cooling, cioè la produzione di freddo con macchine frigorifere ad assorbimento);

- **CTES (Cold Thermal Energy Storage):** accumulo termico del freddo caratterizzato da temperature inferiori ai 20°C, ossia minori di quella ambiente. In generale, il CTES è utilizzato per il raffrescamento e condizionamento degli ambienti: il picco di carico elettrico richiesto in un pomeriggio d'estate viene in tal modo spostato in un'altra fascia oraria fuori picco, quindi nella notte. Inoltre, questi sistemi possono essere utilizzati nelle applicazioni d'industria per la conservazione degli alimenti.

Di seguito, le tecnologie di accumulo che rivestono maggiore interesse per il progetto ComESTo sono esaminate e contestualizzate con riferimento alla catalogazione inizialmente proposta in questo paragrafo, basata sulle diverse forme di energia.

2.1 TECNOLOGIE A CALORE SENSIBILE

2.1.1 Descrizione e principi di funzionamento

I **sistemi di accumulo termico a calore sensibile** (SHTES, Sensible Heat Thermal Energy Storage) sono basati sull'assorbimento e il successivo rilascio di calore attraverso una variazione di temperatura di un mezzo di accumulo sia solido che liquido. L'energia termica nei sistemi di accumulo a calore sensibile è direttamente proporzionale alla temperatura che raggiunge il materiale di accumulo, per cui più alta è tale temperatura, più alta sarà la quantità di energia termica accumulata. Tuttavia, anche le perdite termiche sono direttamente proporzionali alla temperatura del materiale di accumulo ed occorre tener presente che i valori massimi di temperatura devono essere mantenuti al di sotto della temperatura di transizione di fase (ebollizione nel caso di liquidi e fusione nel caso di materiale solido). Tale aspetto assume un'importanza cruciale per i sistemi di accumulo termico di grandi dimensioni, ovvero per quei sistemi di accumulo termico caratterizzati da grandi superfici di scambio termico con l'ambiente esterno (es. sistemi di accumulo termico stagionali).

In generale, l'accumulo dovuto ad un incremento o abbassamento della temperatura del materiale è detto calore sensibile. La sua efficacia dipende dal calore specifico del materiale e dalla sua densità. Sistemi comunemente utilizzati sono costituiti da rocce, terreno o acqua. La quantità di calore immagazzinato nel materiale può essere espressa con la seguente formula:

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T = \rho \cdot c_p \cdot V \cdot \Delta T$$

dove c_p è il calore specifico del materiale utilizzato, ΔT è la variazione di temperatura, V il volume e ρ la densità del materiale. Dalla formula si nota che la quantità di calore sensibile accumulato dipende fortemente dal prodotto ρc_p . A basse temperature, l'acqua si presta a essere il miglior liquido adatto a questo tipo di accumulo, data l'economicità e l'elevato valore del calore specifico (4,2 kJ/kg K), due volte maggiore rispetto a quello del terreno e della roccia. Pertanto, essa è favorita nell'operare in *sistemi di riscaldamento e raffrescamento degli edifici* grazie alla possibilità di utilizzare differenze di temperatura non eccessivamente elevate. Normalmente, nella scelta del materiale utilizzato per l'accumulo si considerano vari aspetti tra i quali la capacità termica, l'economicità e la velocità di rilascio ed assorbimento del calore.

I materiali utilizzati per l'accumulo possono essere solidi o liquidi. Tra i primi troviamo in particolare il

cemento e la ceramica calcinabile per il loro basso prezzo, la buona conducibilità termica e un moderato calore specifico. Invece la scelta dei liquidi per il trasporto del calore, ricade su acqua, olio, sodio e sali fusi. Questi ultimi sono ampiamente utilizzati nei sistemi a torre solare, essendo liquidi a pressione ambiente possono essere usati a temperature operative compatibili con le alte temperature della turbina. Inoltre sono già usati in industrie chimiche e metallurgiche come fluido di trasporto del calore.

I sistemi TES che sfruttano il calore sensibile possono essere a loro volta suddivisi in varie sottocategorie a seconda del materiale utilizzato. La tabella seguente (Tabella 18) mostra alcuni dei principali materiali utilizzabili a tale scopo.

Tabella 18 - Proprietà dei materiali utilizzabili per l'accumulo di energia termica a calore sensibile [28]

Medium	Fluid Type	Temperature Range (°C)	Density (kg/m ³)	Specific Heat (J/(kg·K))
Sand	-	20	1555	800
Rock	-	20	2560	879
Brick	-	20	1600	840
Concrete	-	20	2240	880
Granite	-	20	2640	820
Aluminium	-	20	2707	896
Cast iron	-	20	7900	837
Water	-	0-100	1000	4190
Calorie HT43	Oil	12-260	867	2200
Engine oil	Oil	≤160	888	1880
Ethanol	Organic liquid	≤78	790	2400
Propane	Organic liquid	≤97	800	2500
Butane	Organic liquid	≤118	809	2400
Isotunaol	Organic liquid	≤100	808	3000
Isopentanol	Organic liquid	≤148	831	2200
Octane	Organic liquid	≤126	704	2400

2.1.1.1 TES con serbatoi d'acqua

I sistemi TES più comuni sono quelli che utilizzano l'acqua in serbatoi per il riscaldamento, il condizionamento dell'aria e altre applicazioni. L'utilizzo di serbatoi di acqua calda è una tecnologia ben nota per l'accumulo di energia termica. Gli autori in [29] e [30] hanno dimostrato che l'accumulo con serbatoio d'acqua costituisce una opzione di accumulo conveniente, la cui efficienza può essere ulteriormente migliorata assicurando una stratificazione ottimale dell'acqua all'interno del serbatoio, ed un efficace isolamento termico che minimizzi le dispersioni dal serbatoio verso l'esterno. Il rendimento termico di un serbatoio di accumulo misura la perdita di calore da parte del serbatoio verso l'ambiente esterno attraverso le pareti del contenitore. Il rendimento di un serbatoio di accumulo varia fra l'80% e il 95%, a seconda di come è progettato e realizzato. Le perdite di calore possono essere minimizzate riducendo l'area superficiale del serbatoio di accumulo (che dipende dalla geometria dello stesso) ed aumentando l'isolamento termico intorno ad esso

L'effettiva capacità di accumulo deve essere selezionata in modo da minimizzare la quantità di volume morto dell'acqua nel serbatoio, ovvero quella parte che non è fatta ricircolare e riscaldare [31].

I sistemi di accumulo di acqua calda utilizzati per la fornitura di acqua calda sanitaria sono di solito di capienza compresa in un intervallo che va da 500 litri a diversi metri cubi. Questa tecnologia è utilizzata anche negli impianti solari termici per l'acqua calda sanitaria, combinati con i sistemi di riscaldamento degli edifici

(*sistemi combinati*⁸). Grandi serbatoi di acqua calda sono utilizzati per lo stoccaggio stagionale del calore solare termico in combinazione con piccoli sistemi di teleriscaldamento. Il volume di questi sistemi può arrivare fino a diverse migliaia di metri cubi e le temperature di ricarica sono comprese tra 80 e 90 ° C. La differenza di temperatura utilizzabile può essere ridotta (fino a circa 10°C) mediante l'uso di pompe di calore per lo scarico [32].

Il mercato offre una grande varietà di tipologie di impianti solari combinati. L'accumulo tampone è l'unità termica centrale e come tale viene integrata nell'impianto di riscaldamento. Per portare a regime termico l'accumulo tampone, l'impianto solare riscalda la parte inferiore del serbatoio, mentre la caldaia e altri eventuali generatori di calore, per esempio una stufa a legna, vengono collegati alla parte superiore. Il circuito di riscaldamento è allacciato direttamente al serbatoio, mentre l'acqua sanitaria viene generalmente riscaldata indirettamente grazie a uno scambiatore. Il vantaggio apportato dalla presenza del serbatoio tampone agli impianti combinati è legato al migliore funzionamento della caldaia che è così reso possibile. La caldaia non è, infatti, costretta ad accendersi continuamente a ogni minima richiesta di calore: è sufficiente che essa riscaldi tutta la parte superiore dell'acqua nel serbatoio tampone - la prima a essere erogata - e quindi può spegnersi per un lungo periodo. In questo modo aumenta il rendimento della caldaia e si riducono le emissioni di sostanze inquinanti, che sono particolarmente elevate quando il bruciatore deve accendersi ripetutamente. Per l'installazione a posteriori di un sistema combinato all'interno di un impianto di riscaldamento già esistente si presenta la possibilità, più economica, di posizionare il serbatoio tampone nel circuito del riscaldamento, ottenendo così un'integrazione solare in serie. In questo modo aumenta la temperatura dell'acqua di ritorno alla caldaia [33].

Un sistema complesso con serbatoio di accumulo è mostrato, a titolo di esempio, in Figura 9; si tratta di un sistema solare combinato in cui l'accumulo di acqua costituisce la parte centrale. Il cosiddetto “*combistore*” è caricato con collettori solari e una seconda fonte di riscaldamento, come un *biofuel* o una caldaia a gas, e il calore viene estratto per due utilizzi molto differenti: acqua calda sanitaria e riscaldamento dell'ambiente [34]. L'elevata capacità termica specifica, l'ampia disponibilità, la stabilità chimica e il basso costo rendono l'acqua un buon materiale di accumulo termico, adatto per applicazioni di raffreddamento a bassa temperatura (*solar cooling*⁹).

⁸ Gli impianti solari combinati sono installazioni solari per il riscaldamento di ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria per gli abitanti dell'edificio. Le fonti primarie di energia sono sia l'energia solare, sia una fonte ausiliare come la biomassa, il gas, il gasolio e l'elettricità, usata in forma diretta oppure attraverso una pompa di calore.

⁹ Il termine Solar cooling si riferisce a ogni sistema di condizionamento dell'aria che usi energia solare. L'effetto può essere ottenuto attraverso tecnologie di solare passivo, conversione con solare termico e conversione fotovoltaica.

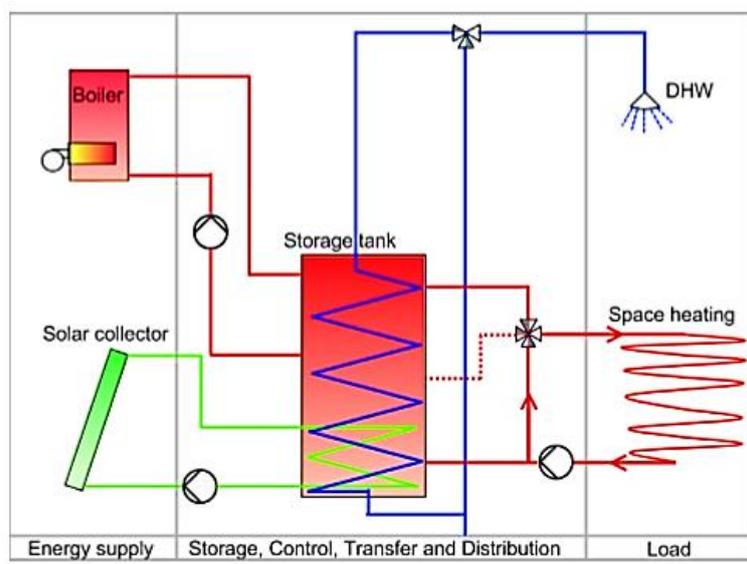


Figura 9 - Schema di un impianto solare combinato con collettori solari e caldaia dotata di serbatoio d'accumulo d'acqua [34]

2.1.1.2 Accumulo sotterraneo di energia termica

Lo stoccaggio sotterraneo di energia termica (UTES: Underground Thermal Energy Storage) è un'altra tecnologia di accumulo ampiamente utilizzata, che usa il terreno come mezzo di conservazione per l'accumulo di calore e di freddo. Ciò avviene pompando fluidi di trasferimento del calore (HTF Heat Transfer Fluids) attraverso tubazioni poste nel terreno. I tubi possono essere tubi ad U verticali inseriti in pozzi distanziati a intervalli di dimensione appropriata, oppure possono essere tubi orizzontali sepolti in trincee.

Le velocità di carica e scarica sono limitate dall'area dell'insieme di tubi e dalle velocità di trasferimento del calore attraverso il terreno che li circonda. Se il mezzo di accumulo è poroso, il trasporto di energia può avvenire per evaporazione e condensazione e per il movimento dell'acqua attraverso il mezzo.

Questi sistemi di accumulo di solito non sono isolati, anche se l'isolamento può essere realizzato sulla superficie del terreno.

Le più comuni tipologie of UTES sono essenzialmente tre: accumulo di energia termica acquifera (Aquifer Thermal Energy Storage ATES – Figura 10), accumulo di energia termica dal pozzo (Borehole Thermal Energy Storage BTES) e accumulo di energia termica in caverna rocciosa (Rock Cavern Thermal Energy Storage CTES).

I pozzi (scambiatori di calore a terra) sono spesso utilizzati anche in combinazione con pompe di calore dove lo scambiatore di calore a terra estrae il calore a bassa temperatura dal suolo. L'acqua viene pompata al di fuori e all'interno del terreno per riscaldarsi ed estrarre energia da esso. Il flusso d'acqua fornisce anche un meccanismo per lo scambio termico con il terreno stesso. Le falde acquifere, come i dispositivi di accumulo a terra, operano su intervalli di temperatura più piccoli rispetto agli stoccaggi idrici. La maggior parte delle applicazioni sono relative allo stoccaggio del freddo invernale da utilizzare per il raffreddamento di grandi edifici per uffici e processi industriali in estate. Lo stoccaggio acquifero è discusso in [35], in cui si riferisce per le falde acquifere una capacità termica compresa tra 30 – 40 kWh/m³. Si sottolinea che le perdite di calore relative inferiori sono ottenute grazie ai maggiori volumi di accumulo, cui consegue una diminuzione dell'area

per unità di volume attraverso la quale possono avvenire le perdite di calore. Per una serie di limitazioni pratiche, le falde acquifere non possono essere isolate. È possibile utilizzare solo le falde acquifere con basse portate naturali. Una ulteriore limitazione è legata alle reazioni chimiche che possono avvenire in acqua riscaldata con i materiali presenti nel terreno.

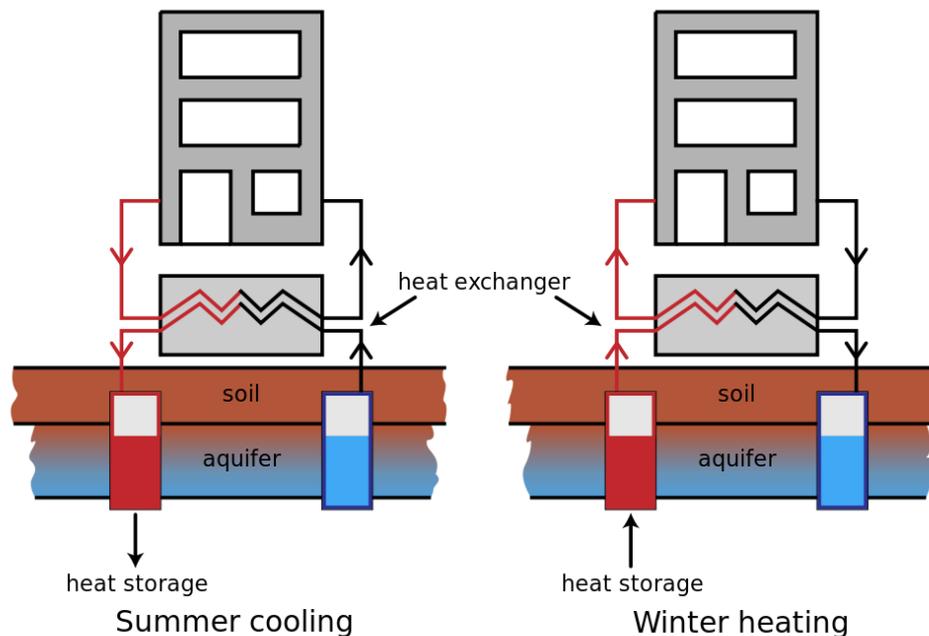


Figura 10 - Schema di funzionamento di dispositivi ATEs [Wikimedia Commons]

A causa delle condizioni di terreno che si rendono necessarie per lo stoccaggio tramite falda acquifera, questa tecnologia di accumulo è molto meno applicabile rispetto allo stoccaggio trivellato per il riscaldamento e il raffreddamento degli edifici, anche se rispetto a quest'ultimo presenta numerosi vantaggi, tra cui il principale consiste nella possibilità di ottenere velocità di potenza molto più elevate (dato che l'acqua può essere pompata ad una velocità elevata) [36].

2.1.1.3 TES con calcestruzzo

Il calcestruzzo viene scelto come materiale per l'accumulo di energia termica per le sue caratteristiche di basso costo, la sua disponibilità su scala globale e la semplicità di lavorazione. Dopo aver immagazzinato energia termica, le trasformazioni e le reazioni presenti in questo materiale ne influenzano le proprietà fisiche. Inoltre, quando raggiunge una temperatura di 100°C, l'acqua presente in esso è espulsa fino ad un massimo di 130 kg per m³ di calcestruzzo. In seguito, l'acqua rimanente (50-60 kg per m³), fisicamente legata nei piccoli pori o trattenuta con assorbimento chimico, viene espulsa se la temperatura passa da 120 a 600°C. L'acqua persa riduce il peso del calcestruzzo del 2-4%. Il calore specifico del calcestruzzo diminuisce con l'aumento della temperatura da 20° a 120°C, lo stesso andamento si manifesta anche per la conducibilità termica, in un ampio intervallo compreso tra 20° e 280°C. Le proprietà meccaniche sono anch'esse leggermente influenzate dalla perdita di acqua, la resistenza a compressione diminuisce del 20% a 400°C comparata con quella esibita dal materiale a temperatura ambiente. Il sistema TES con calcestruzzo può essere formato da piastre prefabbricate oppure riversato direttamente in sito all'interno di grandi blocchi. Quest'ultima applicazione risulta economica

e di facile realizzazione [37]. A titolo di esempio si cita il brevetto depositato dall'ENEA nel novembre 2017 (n. 102017000129902), relativo a un dispositivo di accumulo termico in grado di accumulare energia sotto forma di calore sensibile a temperature medio-alte (150-400°C) nel calcestruzzo, per poi renderla disponibile nei momenti di necessità. Il potenziale basso costo, la lunga vita operativa e la facilità di installazione e manutenzione ne fanno un elemento d'interesse per applicazioni sia civili che industriali di varia dimensione come, ad esempio: impianti solari a concentrazione finalizzati alla generazione di energia elettrica; impianti a biomassa o ibridi solare-biomassa per multi-generazione; recupero del calore di scarto da processi industriali ad alta temperatura; teleriscaldamento di distretti urbani, con collocazione del Thermal Energy Storage (TES) a livello di sottostazione.

2.1.2 Ambito di applicazione

I sistemi di accumulo termico a **calore sensibile** e trovano ampio utilizzo sia a bassa che alta temperatura per applicazioni civili e industriali o in impianti solari per la produzione di energia elettrica (CSP, Concentrated Solar Power).

I sistemi di accumulo dell'energia termica più diffusi in *ambito residenziale*, sono i sistemi a calore sensibile, prettamente ad acqua, e i sistemi a calore latente, che, sfruttando il fenomeno del passaggio di fase dei PCMs, sono in grado di accumulare grandi quantità di energia termica con ridotti volumi di accumulo, operando all'interno di range di variazione della temperatura molto limitati.

2.1.3 TRL e costi

I sistemi di accumulo SHTES commerciali presentano un TRL compreso tra 8 e 9. I più innovativi si trovano ad un TRL 6-7. A bassa temperatura la tecnologia è già commercializzata in sistemi portatili per la conservazione di alimenti, vaccini ecc. e in piccoli apparati domestici (e.g. lavastoviglie con sistema di accumulo integrato).

I costi di un sistema di accumulo a calore sensibile variano nel range € 0.1-10/kWh, in funzione della taglia e dell'applicazione. I costi per i PCM e i sistemi termochimici sono generalmente più elevati. In questi sistemi, il costo è essenzialmente collegato alla tecnologia di trasferimento del calore (e della massa) che deve essere installata.

2.1.4 Impatto ambientale

I sistemi di accumulo termico impiegano materiali (es. Sali, zeoliti, paraffine) che non presentano particolari problematiche sia in termini di consumo di materie prime che di rilascio di elementi inquinanti. La possibilità di incrementare la capacità di utilizzo delle fonti rinnovabili di energia termica, ovvero il loro sfruttamento, contribuisce anzi alla riduzione di emissioni da fonti fossili tradizionali. Alla luce di tali considerazioni, l'impatto ambientale delle tecnologie di accumulo termico si può ritenere sicuramente limitato.

2.1.5 Vantaggi e svantaggi

L'accumulo termico porta evidenti benefici in termini di:

- possibilità di ridurre i picchi della curva di domanda, stoccando l'energia nei periodi di domanda più bassa per poi utilizzarla nei periodi di richiesta maggiore (load leveling);
- possibilità di acquistare l'energia nelle fasce più convenienti in termini di costo;

- migliorare l'uso degli impianti di tipo cogenerativo che potranno, grazie alla presenza del sistema di accumulo, operare su una curva di domanda con un minor numero di picchi rispetto alla modalità di lavoro "ad inseguimento";
- ridurre il consumo di combustibili fossili, grazie all'abbinamento accumulo termico-fonti rinnovabili. La presenza di un accumulo termico consente, infatti, di incrementare la quota di autoconsumo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

I suddetti benefici risultano evidentemente amplificati se applicati a comunità energetiche che, mediante opportune logiche di controllo, hanno la possibilità di condividere in maniera "coordinata" impianti a fonte rinnovabile e sistemi di accumulo. Un opportuno coordinamento delle singole utenze e dei sistemi di generazione/accumulo, focalizzato sul raggiungimento di un obiettivo comune collettivo, consentirà di massimizzare l'autosufficienza della rete complessiva con una migliore gestione energetica a beneficio di tutti gli utenti della comunità.

Più in dettaglio, vantaggi e svantaggi connessi all'accumulo SHTES sono di seguito riepilogati in Tabella 19.

Tabella 19 - Vantaggi e svantaggi delle tecnologie SHTES [12]

	Sensible
Storage Medium	Water, gravel, pebble, soil...
Type	Water based system (Water tank, Aquifer) Rock or ground based system
Advantage	Environmentally friendly cheap material Relative simple system, easy to control Reliable
Disadvantage	Low energy density, huge volumes required for district heating Self discharge and heat losses problem High cost of site construction Geological requirements
Present status	Large-scale demonstration plants
Future Work	Optimisation of control policy to advance the solar fraction and reduce the power consumption Optimisation of storage temperature to reduce heat losses Simulation of ground/soil based system with the consideration of affecting factors (e.g. Underground water flow)

Il *vantaggio* dell'utilizzo degli accumuli di calore sensibile risiede nel basso costo e nell'assenza di rischi derivanti dall'uso di materiali tossici. Tuttavia, rispetto ad altri tipi di accumulo termico, gli SHTES presentano lo *svantaggio* di essere caratterizzati da *grandi volumi* che si rendono necessari per la *bassa densità energetica* dei materiali utilizzati.

Infine, focalizzando l'attenzione sulle utenze destinarie finali del progetto ComESto, si può concludere che per i sistemi di accumulo SHS (*Sensible Heat Storage*) il materiale di accumulo di calore più popolare e commerciale è l'acqua, che presenta numerose applicazioni residenziali e industriali. Lo stoccaggio sotterraneo di calore sensibile sia in fluidi liquidi che solidi è utilizzato anche per applicazioni su larga scala.

2.2 TECNOLOGIE A CALORE LATENTE

2.2.1 Descrizione e principi di funzionamento

I **sistemi di accumulo termico a calore latente** (LHTES, Latent Heat Thermal Energy Storage) sono basati sull'assorbimento e il successivo rilascio di calore durante la transizione di fase subita dal mezzo di stoccaggio. Generalmente, le transizioni di fase che vengono impiegate nell'ambito dell'accumulo termico sono del tipo solido/liquido o solido/solido (transizioni allotropiche) e realizzate con materiali comunemente definiti PCM, Phase Change Material o Materiali a Cambiamento di Fase. I PCM possono essere di natura organica, inorganica o materiali eutettici. L'accumulo termico a calore latente possiede un elevato potenziale poiché può essere effettuato in maniera quasi isoterma, ed utilizzando volumi di materiale di accumulo molto più bassi rispetto all'accumulo termico a calore sensibile, a parità di energia termica accumulata. In tal senso, quindi, i sistemi di accumulo dell'energia a calore latente offrono un grande potenziale in termini di risparmio energetico, rendendo possibile, inoltre, un incremento della flessibilità operativa e una riduzione delle taglie dei sistemi di generazione. Tali sistemi di accumulo, grazie all'utilizzo dei materiali a cambiamento di fase (PCM), consentono elevate capacità di accumulo in volumi relativamente ridotti [38], [39], [40].

L'accumulo a calore latente (LHS *Latent Heat Storage*), infatti, è una delle tecnologie di accumulo di energia termica a maggiore efficienza, che esibisce elevate capacità termiche a fronte di modeste variazioni di temperatura durante le fasi di carica e scarica. Le tecnologie LHS sfruttano essenzialmente il calore latente associato a passaggi di stato di un materiale (PCM *Phase Changing Material*) che può essere solido-liquido, solido-gas, solido-solido e liquido-gas. Le trasformazioni liquido-gas e solido-gas non sono appropriate per applicazioni TES per le elevate variazioni di volume che intervengono durante il passaggio di stato. Per una serie di limitazioni tecniche [41], [42], nel settore edilizio gli unici sistemi utilizzati sono quelli solido-liquido. Il calore accumulato e rilasciato durante un passaggio di fase può essere espresso dalla seguente equazione:

$$Q = (m \cdot c_p \cdot \Delta T) + (m \cdot \Delta H)$$

Dove c_p è il calore specifico, ΔH il calore latente associato al cambiamento di fase [43]. Tuttavia sono presenti in letteratura studi di fattibilità relativi all'utilizzo per applicazioni residenziali di sistemi a cambiamento di fase solido-solido [44]. Tali sistemi utilizzano uno strato sottile di polimero a base di metacrilato la cui trasparenza varia in funzione della temperatura (Figura 11); il cambiamento di fase del materiale che da cristallino diviene amorfo si accompagna infatti al cambiamento delle proprietà ottiche del materiale che risulta opaco quando è cristallino, nella stagione invernale, assorbendo quindi un maggiore quantitativo di energia termica, mentre diventa trasparente nella stagione estiva in cui subisce il passaggio alla fase amorfa, acquisendo quindi la possibilità di riflettere parte delle radiazioni solari.

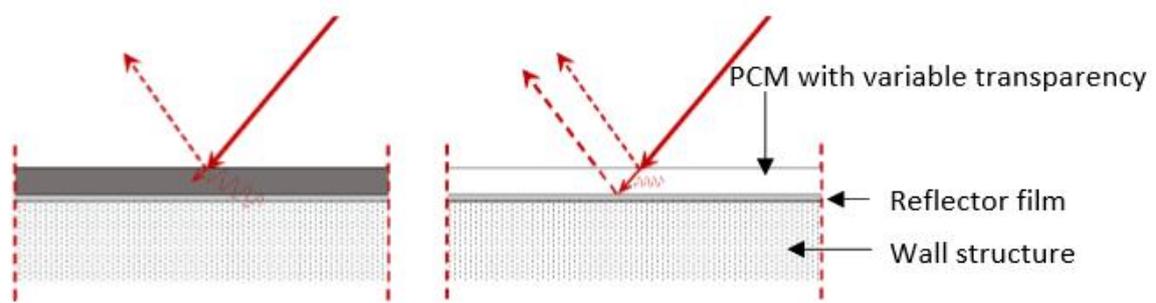


Figura 11 - Schema concettuale di un sistema di recinzione di copertura di un edificio con riflettività variabile [44]

2.2.2 Ambito di applicazione

Nel campo delle basse temperature, la diffusione dei sistemi di accumulo **a calore latente** è ancora limitata a pochi esempi in particolari settori, sviluppati nell'ambito di progetti di ricerca per applicazione nei settori del riscaldamento e raffrescamento solare domestico. Inoltre, ad esempio, sono impiegati e commercializzati per il mantenimento di temperature controllate per il trasporto di beni deperibili (es. vaccini, medicine, derrate alimentari), sia di piccola taglia sia per container di grandi dimensioni. Per quanto riguarda l'accumulo in grandi impianti, sono stati realizzati sistemi sperimentali alimentati da energia solare sia per applicazioni in impianti a concentrazione CSP (capacità accumulo 200 kWh) che per applicazioni domestiche (nel *range* della decina di kWh). I PCM presenti in commercio sono molteplici e con differenti *range* di fusione, tuttavia i più comunemente usati sono i PCM organici, inorganici ed eutettici.

I PCM stanno attirando grande attenzione da parte del mondo della ricerca, per la loro densità di accumulo energetico significativamente superiore rispetto a quella dei materiali impiegati nei sistemi di accumulo a calore sensibile, che ne rende possibile l'utilizzo in vari settori applicativi quali: l'utilizzo dell'energia solare, il recupero del calore di scarto, *il condizionamento dell'aria all'interno degli edifici*, accumulo di energia elettrica, attrezzature per le telecomunicazioni, utensili per la cucina, tessuti e abiti isolanti, sistemi biomedici, *container* per la conservazione dei cibi [45].

In particolare, l'inclusione dei PCM all'interno dei materiali da costruzione è considerato uno dei metodi più promettenti per il condizionamento dell'ambiente all'interno degli edifici finalizzato al comfort termico degli abitanti. I sistemi TES che utilizzano PCM sono generalmente riconosciuto come una delle tecnologie più avanzate per il miglioramento dell'efficienza energetica e la riduzione dei consumi all'interno delle abitazioni [43]. La funzionalità di accumulo termico può essere inserita in strutture edilizie anche molto leggere, mediante l'aggiunta di PCM a cartongesso, gesso, calcestruzzo, e altri materiali da costruzione [46].

I PCM possono virtualmente essere applicati in quasi tutti i componenti di un edificio. In genere, essi sono incorporati nelle pareti, nella pavimentazione, nel soffitto, nel tetto e nelle finestre per la semplicità di installazione e l'efficacia dello scambio termico.

2.2.3 TRL e costi

La tecnologia di accumulo termico **a calore latente** presenta delle forti criticità, tra cui l'elevato costo del materiale di accumulo e il decadimento delle performance a lungo termine, che ne limitano l'applicabilità quasi essenzialmente a sistemi in scala di laboratorio. La tecnologia è in evoluzione soprattutto per quanto

riguarda l'applicazione per uso domestico e industriale, sia da un punto di vista dello sviluppo dei materiali che dei sistemi. I costi per l'accumulo a calore latente basati su PCM sono generalmente compresi nel range di €10-50/kWh mentre i costi per i sistemi termochimici sono stimati nell'intervallo €8-100/kWh [47-48].

Per questo tipo di sistemi si considera, generalmente, un TRL compreso tra 5 e 8.

2.2.4 Impatto ambientale

Come già richiamato per i sistemi a calore sensibile, l'accumulo termico presenta impatto ambientale trascurabile in termini di emissione di inquinanti e di consumo di materie prime.

2.2.5 Vantaggi e svantaggi

In aggiunta ai vantaggi generalmente ascrivibili alle tecnologie di accumulo termico (paragrafo 2.1.5), vantaggi e svantaggi specifici per i sistemi di accumulo LHTES sono di seguito riepilogati in Tabella 20.

Tabella 20 - Vantaggi e svantaggi delle tecnologie LHTES [12]

	Latent
Storage Medium	Organics, inorganics
Type	Active storage Passive storage
Advantage	Higher energy density than sensible heat storage Provide thermal energy at constant temperature
Disadvantage	Lack of thermal stability Crystallization Corrosion High cost of storage material
Present status	Material characterization, laboratory-scale prototypes
Future Work	Screening for better suited PCM materials with higher heat of fusion Optimal study on store process and concept Further thermodynamic and kinetic study, noble reaction cycle

2.3 TECNOLOGIE TERMOCHIMICHE

2.3.1 Descrizione e principi di funzionamento

I **sistemi di accumulo termochimico** (Thermochemical Energy Storage) si basano sull'energia assorbita e rilasciata durante la rottura e la formazione dei legami chimici o fisici durante una reazione completamente reversibile. Tale categoria include i sistemi che consentono di accumulare energia termica attraverso reazioni chimiche endotermiche reversibili, e i sistemi in cui l'accumulo di energia termica avviene mediante processi di assorbimento o adsorbimento termochimico.

Le principali prestazioni per i sistemi TES sono di seguito riassunte in Tabella 21.

Tabella 21 - Prestazioni dei sistemi TES [23]

Prestazioni Accumulatore al Sodio/Cloruro di Nickel	
Potenza specifica	10-30 W/kg
Energia specifica	80-250 Wh/kg
Efficienza energetica di carica/scarica – sistemi a calore sensibile	50-90%
Efficienza energetica di carica/scarica – sistemi a calore latente	75-90%
Efficienza energetica di carica/scarica – sistemi ad accumulo termochimico	75-100%
Durata	2000-15.000 cicli
Vita calendariale	5-40 anni

2.3.2 Ambito di applicazione

Nel campo delle basse temperature, la diffusione dei sistemi di accumulo **termochimici** è ancora limitata a pochi esempi in particolari settori, sviluppati nell'ambito di progetti di ricerca per applicazione nei settori del riscaldamento e raffrescamento solare domestico. In particolare, sistemi **termochimici** sono stati realizzati come impianti pilota di accumulo stagionale domestico e per *District Heating*. A livello commerciale è possibile citare l'esempio relativo a una lavastoviglie capace di sfruttare un piccolo sistema di accumulo termochimico per limitare i consumi di energia elettrica [47].

2.3.3 TRL e costi

Le applicazioni di **accumulo termochimico** attualmente disponibili sono prevalentemente di tipo prototipale. Le applicazioni commercializzate sono solo sistemi di piccola taglia per l'ottimizzazione energetica di processi. Ciononostante, l'analisi della letteratura evidenzia un'elevata focalizzazione del mondo della ricerca su nuovi materiali per l'accumulo termochimico, date le migliori caratteristiche di questa tecnologia rispetto alle tecnologie a calore sensibile e a calore latente, in termini di maggiore densità di energia termica accumulata e inferiori perdite termiche.

Il TRL per questa tecnologia è in genere compreso tra 4 e 8. I valori più bassi sono ascrivibili ai sistemi di taglia domestica e industriale ancora in fase di sviluppo, anche per accumulo stagionale.

2.3.4 Impatto ambientale

Come già richiamato per le precedenti tipologie di tecnologie di accumulo termico, i sistemi di accumulo termochimico presentano impatto ambientale trascurabile in termini di emissione di inquinanti [49].

2.3.5 Vantaggi e svantaggi

In aggiunta ai vantaggi generalmente ascrivibili alle tecnologie di accumulo termico (paragrafo 2.1.5), vantaggi e svantaggi specifici per i sistemi di accumulo termochimico sono di seguito riepilogati in Tabella 22.

Tabella 22 - Vantaggi e svantaggi delle tecnologie termochimico [12]

	Chemical
Storage Medium	Metal chlorides, metal hydrides, metal oxides. . .
Type	Thermal-sorption (Adsorption, Absorption) Chemical reaction (Normally for high-temperature storage)
Advantage	Highest energy density, compact system Negligible heat losses
Disadvantage	Poor heat and mass transfer property under high density condition Uncertain cyclability High cost of storage material
Present status	Material characterization, laboratory-scale prototypes
Future Work	Optimisation of the particle size and reaction bed structure to get constant heat output Optimisation of temperature level during charging/discharging process Screening for more suitable and economical materials Further thermodynamic and kinetic study, noble reaction cycle

3 ACCUMULO PER LE ENERGY COMMUNITY

A valle della disamina delle tecnologie di accumulo energetico fin qui descritte, si ritiene utile fornire una panoramica per ciascuna di esse in relazione alle categorie di applicazioni oggetto del progetto ComESTo.

3.1 TECNOLOGIE DI ACCUMULO ELETTRICO

In merito alle tecnologie di accumulo elettrico, particolarmente interessante, a tal fine, risulta la mappatura fornita dall'IRENA [47] in Figura 12.

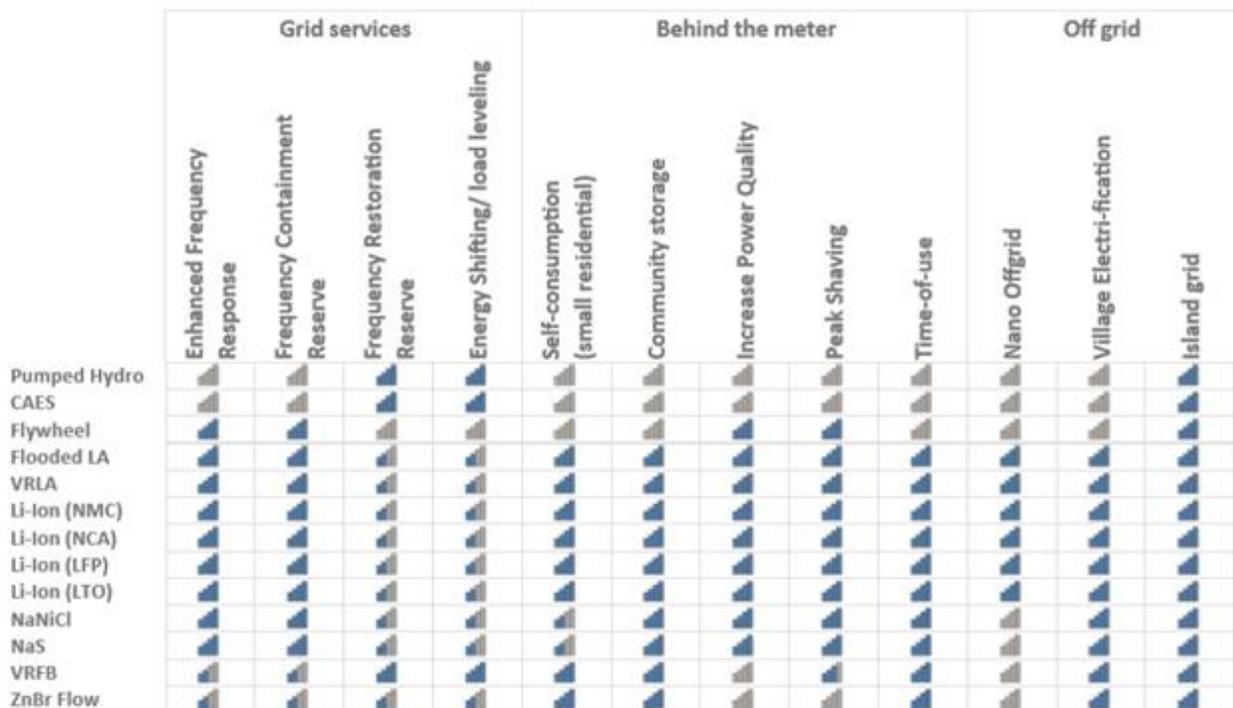


Figura 12 - Idoneità di alcuni sistemi di accumulo in funzione dell'ambito di applicazione [47]

Target principale di ComESTo risultano le Community Storage, applicazione tipicamente “Behind-the-meter”. Se nei sistemi elettrici di tipo centralizzato, la focalizzazione prevalente era sulle applicazioni a monte dei meter (centrali di produzione tradizionale, reti di trasmissione e di distribuzione), la generazione distribuita costituita da impianti a fonte rinnovabile e sistemi di accumulo ha spostato l'attenzione sulle potenzialità notevoli delle applicazioni “a valle dei meter”. Di seguito si sintetizzano le principali categorie di accumulo di interesse per Autoconsumo, Community Storage e applicazioni Off-Grid Village Electrification.

Autoconsumo (residenziale e commerciale)

Le installazioni in questo settore sono generalmente comprese tra i 2 e i 200 kW.

A causa delle dimensioni rilevanti, PHS e CAES non sono adatti per queste piccole applicazioni, e l'elevata autoscarica dei volani esclude anche questi ultimi.

Tutti i tipi di batterie (ad es. piombo-acido, litio-ioni, flusso redox, temperatura elevata) sono generalmente praticabili per l'autoconsumo

Il mercato è attualmente dominato dai sistemi Li-Ion.

Le batterie al piombo-acido sono state utilizzate per molti anni in queste applicazioni e sono tecnicamente adatte, anche se sono state rapidamente sostituite da batterie Li-ion in molti mercati a causa delle prestazioni superiori di queste ultime. Questi ultimi infatti forniscono i seguenti vantaggi relativi: maggiore durata, nessuna manutenzione, maggiore semplicità di installazione (le batterie al piombo devono essere riempite con elettrolita nel sito di installazione), possibilità aggiuntiva di installazione su una parete (con una migliore estetica per i consumatori), maggiore efficienza e minor costo totale a causa della durata e dell'efficienza.

Le batterie ad alta temperatura non sono adatte a piccole applicazioni come l'autoconsumo residenziale, poiché necessitano di una potenza costante per mantenere elevata la temperatura

Le batterie a flusso redox, sebbene in target con le applicazioni

Le batterie a flusso redox, sebbene idonee, secondo la mappatura fornita da IRENA (Figura 12), all'applicazione nell'ambito dei sistemi di accumulo domestico, sono oggi poco utilizzate in tale contesto per il costo ancora elevato rispetto alle batterie agli ioni di litio.

Community storage and village electrification

Le installazioni sono tipicamente di taglia compresa tra 100 e 500 kW per le community storage e tra 10 e 100 kW per la village electrification.

Le batterie Li-Ion e al piombo-acido sono idonee per entrambe le applicazioni; da un punto di vista tecnico, possono essere progettate come unità residenziali incorporate, di auto-consumo o adattate a impianti centrali che servono le mini-grid rurali. Il loro utilizzo nelle mini-grid sta crescendo in Africa e sulle isole dove la costosa generazione diesel è la norma.

A causa delle loro dimensioni, PHS e CAES non sono adatti per queste piccole applicazioni. Le community storage possono essere un campo interessante di applicazione per le batterie ad alta temperatura, sfruttando la maggiore efficienza termica ottenibile dalla possibilità di aggregare in un unico flusso di potenza continuo i flussi delle varie utenze della Community.

Le batterie a flusso Redox sono tecnicamente adatte alle soluzioni di Community Storage e all'elettrificazione di grandi villaggi come dimostrato in diversi progetti.

3.2 TECNOLOGIE DI ACCUMULO IDROPOTABILE

Nell'ambito del progetto ComESTo il riferimento principale a questa tecnologia è all'*accumulo idropotabile* che viene definito e "costruito" a partire dalle potenzialità dagli impianti acquedottistici che, di fatto, consentono l'implementazione dei sistemi di "accumulo idropotabile" distribuiti che accumulano l'energia elettrica assorbita dagli impianti di sollevamento che dalle falde acquifere li caricano.

In tale contesto, concordemente alla proposta progettuale del progetto ComESTo si farà riferimento a sistemi che provvedono ad accumulare l'energia prodotta da IAFR (ed in particolare da sistemi fotovoltaici) nei siti sede della riserva idrica dai quali gli impianti di sollevamento attingono la risorsa. L'energia prodotta dagli IAFR verrà, dunque, utilizzata dall'impianto di sollevamento per inviare la risorsa idrica al serbatoio destinato al servizio idropotabile, che presentando adeguate dimensioni può essere ricaricato durante le ore nelle quali vi

è produzione di energia dall'impianto IAFR.

Prevedendo, inoltre, un funzionamento a gravità a valle del serbatoio - con carichi piezometrici superiori per normativa a quelli degli ultimi piani degli edifici – si determinerebbe un surplus di carico in corrispondenza della base degli edifici (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**), con l'opportunità di produzione idroelettrica di aliquote non trascurabili di energia. L'utilizzo di un micro impianto idroelettrico che possa sfruttare, quindi, il salto potenziale esistente tra il serbatoio principale e la rete di distribuzione alla base degli agglomerati urbani, renderebbe economicamente valutabile anche un sistema di accumulo elettrochimico da caricare durante le ore notturne di funzionamento del micro impianto idroelettrico.

Attraverso il sistema di accumulo e attraverso eventuali impianti fotovoltaici condominiali si potrebbero, inoltre, alimentare gli impianti comuni dell'agglomerato urbano nonché gli stessi impianti autoclave.

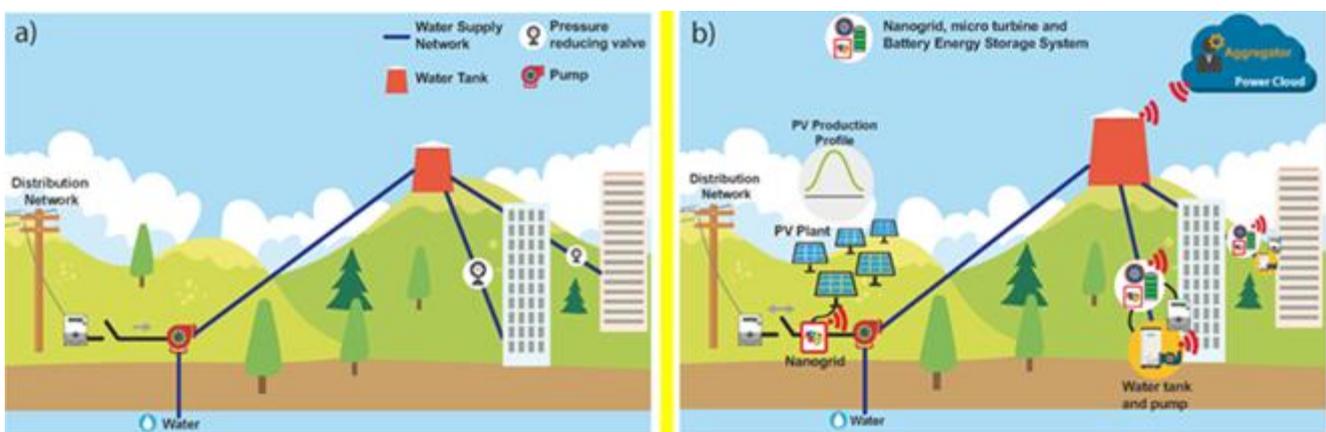


Figura 13 – Accumulo idroelettrico (a) e integrazione in una comunità energetica (b)

L'applicabilità di tale sistema, dipendente dalle portate circolanti e, dunque, dalla relativa produzione di energia, è valutabile, dunque, in caso di complessi di edifici in condominio, villaggi turistici, complessi alberghieri di grandi dimensioni, strutture sanitarie, etc.

3.3 TECNOLOGIE DI ACCUMULO TERMICO

Relativamente all'accumulo termico, come già evidenziato nei precedenti paragrafi, i sistemi più diffusi in ambito residenziale sono i sistemi a calore sensibile, prettamente ad acqua. I sistemi a calore latente basati sull'utilizzo di PCM e i termochimici, per quanto promettenti, richiedono il raggiungimento di un grado di maturità tecnologica più elevato per essere pronti a una maggiore diffusione di mercato. In Tabella 23 si schematizzano le tipologie di accumulo termico per applicazione con particolare riferimento alla categorizzazione per intervalli di temperature.

Tabella 23 - Quadro sinottico delle diverse tecnologie di accumulo termico per temperature di esercizio e ambito applicativo [46]

Categorie	Temperature	Applicazioni
HTTES	$T > 200^{\circ}\text{C}$	<ul style="list-style-type: none"> riscaldamento edifici generazione di potenza
MTTES	$100^{\circ}\text{C} < T < 250^{\circ}\text{C}$	<ul style="list-style-type: none"> riscaldamento degli ambienti macchine frigorifere ad assorbimento
LTTES	$10^{\circ}\text{C} < T < 200^{\circ}\text{C}$	<ul style="list-style-type: none"> riscaldamento edifici raffreddamento edifici
CTES	$T < 10^{\circ}\text{C}$	<ul style="list-style-type: none"> raffreddamento edifici conservazione degli alimenti

Come evidente dalla tabella, le applicazioni di maggiore interesse per il settore residenziale e per le comunità energetiche ricadono già negli intervalli di temperatura “low-medium”. Le tecnologie “high temperature” sono più idonee a servizio delle reti o, comunque, a servizio di Community Energy Storage di ampia taglia focalizzate anche sulla fornitura di servizi ancillari alla rete.

Val la pena sottolineare che i benefici dell'accumulo termico sono strettamente connessi non solo alla tipologia specifica di accumulo ma anche alla corretta gestione del vettore termico a livello integrato tra gli utenti della community e coordinato con tutti i vettori energetici. In altre parole, i maggiori vantaggi per le comunità energetiche si ottengono con scelte impiantistiche e di gestione che consentono di azzerare le eccedenze immesse nella rete pubblica da parte degli impianti da fonti rinnovabili e lavorando con una opportuna simmetria fra utenze elettriche e utenze termiche per sfruttare al massimo i vantaggi della cogenerazione. Pertanto, logiche di gestione aggregata e dinamica dei consumi all'interno della comunità energetica (non solo di tipo Community Energy Storage) diventano fondamentali ai fini dell'ottenimento della maggiore efficienza possibile nel funzionamento della rete energetica aggregata e della diminuzione dei costi energetici complessivi.

4 PROFILAZIONE E CLUSTERIZZAZIONE DELLE UTENZE

La clusterizzazione è una tecnica di analisi multivariata attraverso la quale è possibile raggruppare dati in cluster coesivi in modo tale che gli elementi appartenenti ad un cluster abbiano forte somiglianza o minima “lontananza logica” tra loro e che presentino scarsa somiglianza o alta “lontananza logica” con elementi appartenenti ad altri cluster. Nell'attività A1.3, in particolare, sono state definite la metodologia e le procedure da applicare nell'ambito dell'OR1 -attività A1.1, al fine di clusterizzare le utenze target in funzione dei consumi elettrici. Il raggruppamento in cluster, oltre a obiettivi di profilazione degli utenti per finalità di ricerca, rappresenta anche uno strumento per consapevolizzare gli utenti relativamente alle loro abitudini di consumo, indirizzandoli verso azioni correttive (es. abitudini di consumo errate) ovvero soluzioni tecnologiche più adeguate (es. opportunità di installazione di un impianto fotovoltaico con sistema di accumulo). Nel prosieguo del presente documento, a valle di una sintesi delle procedure sviluppate per la profilazione prevista

dall'OR1, si descrivono le tecniche di clusterizzazione di riferimento.

4.1 PROFILAZIONE DELLE UTENZE

Per profilazione si intende la stesura di informazioni identificative delle utenze basata sulla raccolta ed elaborazione dati, e la successiva estrapolazione di gruppi rappresentativi (composti da individui o famiglie) accumulati da caratteristiche socio economiche, parametri tecnici ed abitudini nell'uso dei sistemi energetici. La Figura 14 riassume il processo di profilazione.

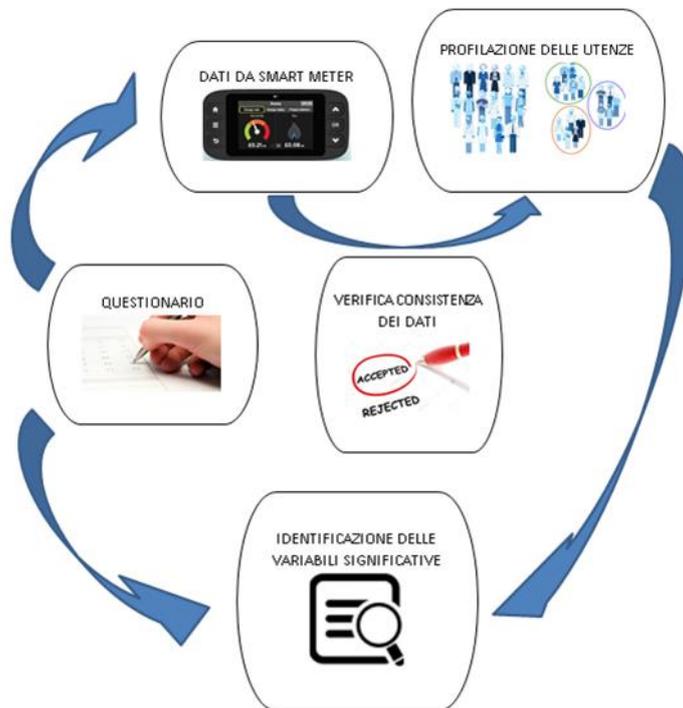


Figura 14 – Rappresentazione delle fasi per la profilazione delle utenze

Nell'ambito del progetto ComESto si è ritenuto necessario procedere, nello specifico, con la profilazione delle utenze rispetto ai consumi elettrici. La profilazione è necessaria per individuare classi omogenee di utenze. Quando si parla di consumi elettrici in ambito residenziale, due sono le categorie di dati da tenere in considerazione: i) proprietà fisiche degli edifici, ii) comportamento degli occupanti l'edificio [50].

I dati relativi alle proprietà fisiche dell'edificio sono, in genere, catalogati e facilmente reperibili.

La rilevazione e descrizione del comportamento degli occupanti è l'aspetto più complicato da identificare. Gli studi condotti negli ultimi anni hanno mostrato come sia possibile individuare dei pattern di comportamento ricorrenti, in base all'analisi delle caratteristiche di occupazione e parametri socio-demografici come l'età, il reddito, il grado di istruzione e l'impiego.

4.2 FINALITÀ DELLA PROFILAZIONE

La clusterizzazione delle utenze in funzione dei consumi elettrici non ha solo fini scientifici e di ricerca. Essa rappresenta anche uno strumento per consapevolizzare gli utenti relativamente alle loro abitudini di consumo e indirizzarle verso le soluzioni tecniche più opportune. Attraverso l'analisi dei profili di consumo, infatti, è possibile individuare criticità e intervenire sulle abitudini stesse per ridurre gli sprechi e quindi risparmiare in bolletta. La profilazione ha anche utilità per i professionisti di settore e per le utenze che possiedono o hanno intenzione di munirsi di impianto fotovoltaico. In questo caso, il profilo dei consumi elettrici viene analizzato allo scopo di aumentare l'aliquota di autoconsumo dell'energia prodotta e ottimizzare il dimensionamento dei sistemi di stoccaggio.

In un ambito più vasto, come la gestione delle reti di distribuzione elettrica, la profilazione delle utenze e dei loro consumi è alla base della previsione dell'energia elettrica richiesta dalle utenze, nonché dell'adozione di azioni volte allo smorzamento dei picchi di potenza richiesta [51].

4.3 ACQUISIZIONE DEI CONSUMI

I consumi elettrici in ambito residenziale presentano alta variazione temporale e quantitativa. L'entità dei consumi può essere acquisita tramite le bollette (in genere bimestrali), questo metodo però non consente di individuarne l'andamento temporale. In maniera più opportuna, è possibile analizzare i dati ricavati da misurazioni tramite smart meter installati presso le utenze. Questi dati offrono il vantaggio di essere ricavati in tempo reale e solitamente sono riferiti ad intervalli temporali da minuti a giorni, tali da individuare i profili di consumo giornaliero delle utenze [50]. Le misurazioni da smart meter vengono spesso rappresentate in profili di consumo giornaliero, di immediata interpretazione. Di contro però, l'installazione di tali sensori comporta dei costi e l'accettazione da parte dell'utente che difficilmente è disposto a rinunciare alla privacy [52].

Un'altra via per l'acquisizione di dati sui consumi è il TUS (Time of Use Survey). Si tratta di un questionario, un'intervista o un diario giornaliero o settimanale, che misura il tempo che gli utenti spendono nello svolgere determinate attività, come ad esempio il tempo speso a lavoro, alla cura della persona e/o della famiglia, ore di viaggio etc. Nell'ambito dello studio dei consumi elettrici, le attività d'interesse riguardano il tempo di utilizzo di apparecchiature elettriche ed elettrodomestici [53].

4.4 ACQUISIZIONE DATI RELATIVI ALLE CARATTERISTICHE DELL'EDIFICIO E DELLE UTENZE

I profili di consumo elettrico trovano giustificazione nelle caratteristiche dell'edificio e delle utenze. I dati di consumo vanno quindi corredati da queste informazioni, che solitamente vengono acquisite tramite questionari o interviste.

I questionari possono essere cartacei, consegnati a mano o per posta, oppure possono essere utilizzati in formato elettronico da inviare via email, disponibili online o su social network.

Le interviste sono solitamente svolte al telefono o di persona.

Entrambi i metodi presentano punti di forza e di debolezza. Le interviste, a differenza dei questionari,

consentono all'intervistato di dare ulteriori spiegazioni riguardo la risposta data e di avere chiarimenti riguardo i quesiti, ma richiedono l'impiego di molto tempo e personale. In entrambi i casi esiste la difficoltà di formulare i quesiti da sottoporre all'utenza per garantire la facile comprensione delle domande e compilazione delle risposte. D'altro canto, il questionario deve garantire efficacia nel reperire le informazioni necessarie [54].

Il questionario deve essere, inoltre, contestualizzato nel territorio di indagine sia per quanto riguarda la richiesta dei dati tecnici che socio-demografici [55], [56].

A tal fine è stata condotta una accurata indagine su esperienze condotte in campo, che ha consentito di catalogare le variabili significative per l'identificazione di pattern di consumo elettrico. La catalogazione è riportata e sintetizzata nei paragrafi e tabelle che seguono.

4.4.1 Caratteristiche dell'edificio

Le caratteristiche dell'edificio maggiormente indagate sono: tipo di abitazione, anno di costruzione, metratura, numero di stanze (suddivise tra zona giorno e notte) e la presenza e il tipo di sistema di riscaldamento, raffrescamento e produzione di ACS [57].

Tali caratteristiche, generalmente, influiscono sui consumi elettrici nel seguente modo:

- **Tipo di abitazione:** utenze che occupano case singole consumano più di quelle in condominio. La differenza di base potrebbe risiedere nella superficie dell'abitazione.
- **Anno di costruzione:** edifici di recente costruzione hanno consumi elettrici inferiori rispetto ad edifici più vecchi per via delle migliori tecniche di coibentazione, nonché la possibile presenza di apparecchiatura a basso consumo. Non va però trascurata l'influenza dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento ed altre apparecchiature energivore spesso assenti in abitazioni meno recenti.
- **Numero di stanze:** in generale, un maggior numero di stanze corrisponde a un maggior consumo di energia elettrica.
- **Numero di camere da letto:** parecchi studi riportano la correlazione tra maggior numero di camere da letto e maggiori consumi. È da evidenziare che questa correlazione non è sempre valida, in quanto i consumi elettrici nelle camere da letto risultano limitati nel tempo (qualche ora la sera e al mattino).
- **Numero di piani dell'edificio:** pochi studi riportano questa caratteristica, che comunque sembra non incidere sui consumi.
- **Metratura:** maggiori consumi sono attribuiti ad abitazioni con superficie maggiore, soprattutto per il conseguente fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento.
- **Sistemi di riscaldamento, raffrescamento e ventilazione:** la presenza di tali sistemi incide significativamente sui fabbisogni energetici dell'utenza.
- **Acqua calda sanitaria:** i consumi in questo caso sono proporzionali al numero di docce e bagni delle utenze e alla loro durata.

4.4.2 Caratteristiche dell'utenza

L'utenza viene caratterizzata usualmente attraverso dati socio-economici e demografici. Vengono indagati fattori quali numero di occupanti l'abitazione, la composizione della famiglia con distinzione in fasce di età, situazione lavorativa, grado di educazione e reddito [57].

Tali caratteristiche possono incidere sui consumi nel seguente modo:

- **Numero di occupanti:** all'aumentare del numero di occupanti, aumentano i consumi dovuti principalmente a un maggiore utilizzo degli apparecchi elettrici ed elettrodomestici.
- **Composizione della famiglia:** non tutti gli studi svolti sull'influenza di questo fattore sui consumi elettrici convergono. In numerosi studi viene richiesta la presenza di bambini, adolescenti, coniugi e pensionati: emerge che i bambini al di sotto dei 3 anni non influiscano sui consumi, che aumentano per bambini con età maggiore dei tre anni e per i teenager. I coniugi consumano meno dei genitori single e le utenze con pensionati riportano consumi maggiori.
- **Età della persona responsabile delle utenze:** è un fattore che si riflette nelle metodologie di gestione delle utenze. Si rilevano consumi maggiori per fascia d'età compresa tra i 50 e i 65 anni.
- **Impiego della persona responsabile delle utenze:** si riportano consumi inferiori per responsabili disoccupati o pensionati. In quest'ultimo caso però è da considerare anche la maggiore permanenza in casa dell'utenza che comporterebbe un incremento della spesa energetica.
- **Fascia di reddito:** utenze con livello di reddito più elevato riportano consumi maggiori, anche come conseguenza delle maggiori dimensioni dell'abitazione.
- **Grado di educazione:** nel contesto europeo i consumi elettrici appaiono essere inferiori per i gradi di educazione maggiore.
- **Proprietà della casa:** i pareri sono discordanti. I consumi risultano maggiori per abitazioni in affitto in contesti in cui gli inquilini hanno un reddito basso e maggiori in contesti in cui si trovano in case già arredate.
- **Nazionalità:** da uno studio condotto in Danimarca emerge che gli utenti di origine occidentale abbiano consumi superiori agli utenti di origine orientale [58].

4.4.3 Apparecchiature elettriche ed elettrodomestici

I consumi elettrici dipendono dal tipo di apparecchi che si possiedono, ma anche dai tempi e modalità di utilizzo.

Tali caratteristiche si traducono nei consumi nel seguente modo:

- Illuminazione a basso consumo: meno consumi
- Utilizzo degli apparecchi: è un fattore che influenza i consumi in entità maggiore del solo possesso dell'apparecchiatura
- Numero di apparecchi: un numero maggiore di apparecchi giustifica un incremento dei consumi. È solitamente indagata la presenza dei seguenti apparecchi:

- Computer (fisso o portatile)
- TV
- Lettore DVD
- Ventilatore portatile
- Deumidificatore
- Stufa elettrica portatile
- Forno elettrico
- Cappa aspirante
- Forno a microonde
- Bollitore
- Frigorifero
- Congelatore
- Congelatore a pozzo
- Lavastoviglie
- Lavatrice
- Asciugatrice
- Ferro da stiro
- Aspirapolvere
- Pompa per l'acqua

Installazione di fonti rinnovabili con sistema di accumulo

Con riferimento alle tecnologie d'interesse del progetto ComESTo, è opportuno indagare anche l'eventuale presenza di impianto fotovoltaico o la predisposizione tecnica delle utenze alla installazione di impianti fotovoltaici (o altra tecnologia rinnovabile) e sistemi di accumulo. Quindi vanno rilevate informazioni riguardanti la metratura utilizzabile del tetto e la sua esposizione, la disponibilità di locali (interni o esterni) dove posizionare il sistema di accumulo.

4.4.4 Altre caratteristiche considerate

Anche se meno frequentemente, sono state individuate in letteratura altre caratteristiche indagate tramite questionario difficilmente assegnabili alle tre categorie appena descritte.

Riguardano, ad esempio, il grado di conoscenza di tematiche ambientali, il possesso o meno di veicoli elettrici, la nazionalità delle utenze.

4.5 DEFINIZIONE DELLE VARIABILI DI INTERESSE

Le categorie di dati precedentemente individuate sono illustrate con dettaglio in Tabella 24. Le voci qui riportate costituiscono la base delle informazioni da collezionare per la profilazione delle utenze relativamente all'uso e al consumo di energia elettrica.

Tabella 24 - Categorie di variabili da indagare per la profilazione delle utenze

Categorie di variabili da indagare per la profilazione delle utenze	
Edificio	
Ubicazione	Codice di avviamento postale
	Zona urbana o rurale
Dimensione	Metraglia
	Numero stanze da letto
	Numero stanze totale
	Numero piani dell'abitazione
Anno di costruzione	
Tipologia	Appartamento
	Casa isolata
Materiali	Caratteristiche termiche
Utenza	
Numero occupanti	
Età	
Impiego	
Grado di educazione	
Reddito	
Genere	
Stato civile	
Presenza a casa	
Dispositivi elettrici ed elettrodomestici	
Illuminazione	
Cucina	Cucina elettrica
	Forno
	Lavastoviglie
Intrattenimento	PC
	Tablet
	TV
Gestione della casa	Lavatrice
	Asciugatrice
	Dispositivi per la pulizia
Sistema di riscaldamento, raffrescamento, ACS	Boiler
	Climatizzatore
Fonte rinnovabile e sistema di accumulo	
Impianto PV installato (o altro impianto a fonte rinnovabili)	
Disponibilità del tetto	
Metraglia del tetto	
Esposizione del tetto	
Disponibilità aree esterne e locali interni	
Metraglia disponibile	
Altro	
Possesso veicolo elettrico	
Green building	
Recente ristrutturazione	
Livello di soddisfazione	
Conoscenza delle tematiche su energia e acqua	
Le informazioni contenute in tabella derivano dall'analisi di casi studio sviluppati in diversi contesti geografici [51], [58-66] e relativi alla caratterizzazione dei consumi elettrici e delle utenze. Le informazioni sono state contestualizzate al territorio oggetto di indagine nel progetto ComESTo.	

4.6 TECNICHE DI CLUSTERIZZAZIONE

La clusterizzazione è una tecnica di analisi multivariata attraverso la quale è possibile raggruppare dati in cluster coesivi in modo tale che gli elementi appartenenti ad un cluster abbiano forte somiglianza o minima “lontananza logica” tra loro e che presentino scarsa somiglianza o alta “lontananza logica” con elementi appartenenti ad altri cluster. La somiglianza è definita sulla base di valori o caratteristiche attribuiti agli elementi e viene quantificata per mezzo di misure di similarità/dissimilarità tra le unità statistiche [67-72].

Vi sono diverse metodologie di clusterizzazione, le seguenti sono tra le più comuni:

- K-means
- Fuzzy k-means
- K-medoids
- Clarans

Sono, inoltre, disponibili diversi software di implementazione o di data mining, quali Matlab, R, SPSS, Bex Analyzer, Weka.

Nello specifico, il metodo *k-means* è tra i più semplici e consiste in un algoritmo che mira a ripartire gli elementi appartenenti ad un insieme di dati in un numero, predefinito o non predefinito, di cluster con due restrizioni: il centro di ogni cluster è la posizione media di tutti gli elementi del cluster e ogni oggetto è assegnato al cluster con il centro più vicino [68].

5 CONCLUSIONI

L'analisi critica dello stato dell'arte condotta nell'ambito dell'attività A1.3, di cui si sono sintetizzati i principali risultati nel presente rapporto tecnico, ha evidenziato come per ciascuna tecnologia di accumulo sia possibile individuare specifici ambiti applicativi in funzione delle peculiari caratteristiche tecniche dei dispositivi. A completamento dei risultati sintetizzati nei precedenti paragrafi, si riportano in questo paragrafo conclusivo alcune categorizzazioni propedeutiche al proseguimento del progetto ComESTo. Queste categorizzazioni saranno poi arricchite dall'ulteriore classificazione che potrà essere operata a valle della clusterizzazione delle utenze in funzione dei consumi, basata sul metodo definito nella sezione precedente.

Una prima mappatura, utile ai fini del progetto, categorizza le applicazioni lungo la Power Chain in funzione di tre macrocategorie applicative: Power Quality, Bridging Power ed Energy Management (Tabella 25). In generale, le applicazioni di tipo Power Quality richiedono dispositivi di accumulo in grado di erogare servizi con tempi di risposta dell'ordine dei secondi (inferiori al minuto), le applicazioni Bridging Power si attestano su tempi di risposta dell'ordine dei minuti (e comunque al di sotto dell'ora) mentre le applicazioni di tipo Energy Management richiedono sistemi di accumulo che operano su scale temporali più estese (da oraria a giornaliera/settimanale). Le applicazioni di interesse del progetto sono prevalentemente riconducibili alle classi End user/Load side applications e RER integration della stessa tabella.

Tabella 25 - Applicazioni lungo la power chain [8]

Power Chain	Application		
	Power Quality	Bridging Power	Energy Management
Grid-side applications	<ul style="list-style-type: none"> Voltage regulation Reactive power support 	<ul style="list-style-type: none"> Transmission support Transmission congestion relief 	<ul style="list-style-type: none"> T&D investment deferral
Generation-side applications	<ul style="list-style-type: none"> Frequency regulation 	<ul style="list-style-type: none"> Black start Contingency reserve 	<ul style="list-style-type: none"> Energy time shifting (arbitrage) Peak shaving/valley filling
End user/load side applications	<ul style="list-style-type: none"> Power quality LVRT 	<ul style="list-style-type: none"> Uninterrupted power supply Electric service reliability 	<ul style="list-style-type: none"> Load following Demand charge management
RER integration	<ul style="list-style-type: none"> Fluctuation suppression Oscillation damping 	<ul style="list-style-type: none"> Forecast hedge mitigation Mitigating RER integration issues 	<ul style="list-style-type: none"> RER capacity firming

A completare la precedente tabella, le mappe grafiche riportate in Figura 15, indicano il grado di idoneità delle specifiche tecnologie di accumulo (precedentemente descritte nei paragrafi 1 e 2 del presente rapporto tecnico) per ciascuna delle tre categorie applicative sopra richiamate (Power Quality, Bridging Power ed Energy Management).

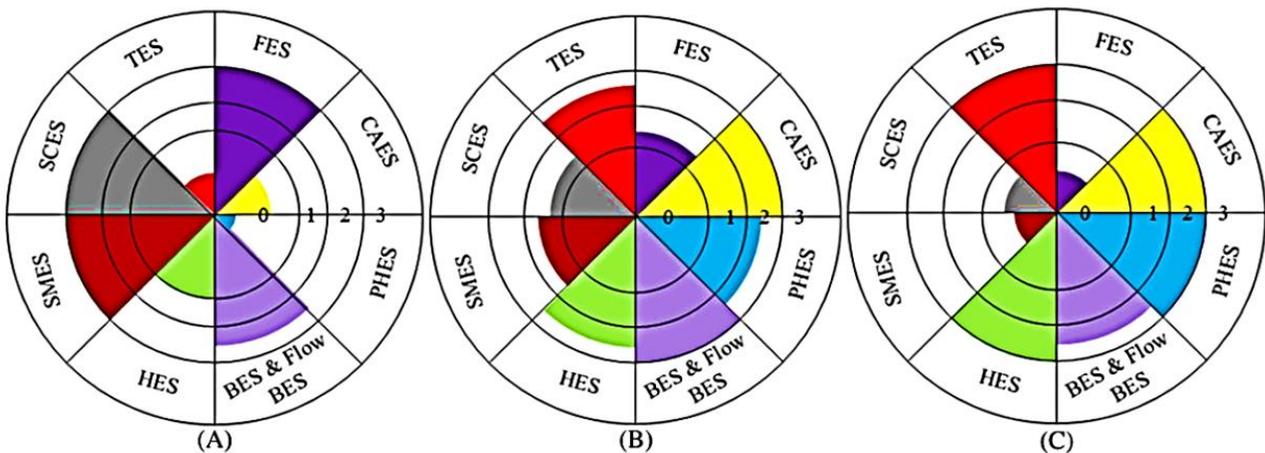


Figura 15 - Idoneità delle diverse tecnologie di accumulo energetico in funzione delle applicazioni. Il livello di idoneità è valutato da 0 (tecnologia meno idonea) a 3 (tecnologia più idonea); A, Power quality applications; B, Bridging power applications; C, Energy management applications [8].

Il quadro sinottico in Tabella 26, infine, fornisce una sintetica mappatura delle applicazioni tipiche per ciascuna tecnologia di accumulo.

Tabella 26 - Quadro sinottico riepilogativo delle tecnologie di accumulo in funzione delle relative applicazioni [45], [8]

Tecnologia di Accumulo	Applicazione
Accumulo a litio	<p><u>Servizi alla rete:</u> Enhanced Frequency Response, Frequency Containment Reserve, Frequency Restoration Reserve, Energy Shifting & Load Leveling.</p> <p><u>Behind the meter:</u> Autoconsumo (residenziale), Community Storage, Increased Power Quality, Peak Shaving.</p> <p><u>Off-grid:</u> Nano Offgrid, Village Electrification, Island Grid.</p>

Batterie a flusso	<u>Servizi alla rete:</u> <i>Enhanced Frequency Response, Frequency Containment Reserve, Frequency Restoration Reserve, Energy Shifting & Load Leveling.</i> <u>Behind the meter:</u> <i>Autoconsumo (residenziale), Community Storage, Peak Shaving.</i> <u>Off-grid:</u> <i>Village Electrification, Island Grid.</i>
Supercapacitori	<u>Servizi alla rete:</u> <i>Voltage Regulation, Transmission Support.</i>
Accumulo a idrogeno	<u>Behind the meter:</u> <i>Peak Shaving, Load Following.</i>
Accumulo termico	<u>Servizi alla rete:</u> <i>Voltage regulation, Secondary/Tertiary Reserve, Energy Time Shifting.</i> <u>Behind the meter:</u> <i>Load Following, Peak shaving.</i> <u>RER Integration:</u> <i>RER Capacity Firming, Renewable Energy Time Shift, On Site Renewable Generation Shifting.</i>
Accumulo idrico	<u>Generation Side Applications:</u> <i>Contingency Reserve, Electric Supply Capacity, Black Start.</i> <u>RER Integration:</u> <i>RER Capacity Firming</i>

Come si evince dalla tabella riepilogativa di sintesi, sopra riportata, i dispositivi di accumulo al litio e potenzialmente anche le batterie a flusso sono i sistemi più idonei ai contesti applicativi tipici delle *energy community storage* e rivestono pertanto maggiore interesse nell'ambito del progetto ComESto. Infine, sebbene anche alcune tecnologie di accumulo termico siano idonee all'applicazione in ambito residenziale e delle *energy community storage*, occorre tener presente che generalmente esse non sono ancora sufficientemente mature dal punto di vista tecnologico [8]. In linea con le indicazioni di costo, affidabilità e maturità riportati nei precedenti paragrafi, la Figura 16 consente di visualizzare graficamente il posizionamento delle principali tecnologie di accumulo in termini di sviluppo tecnologico raggiunto e prodotto costo-affidabilità.

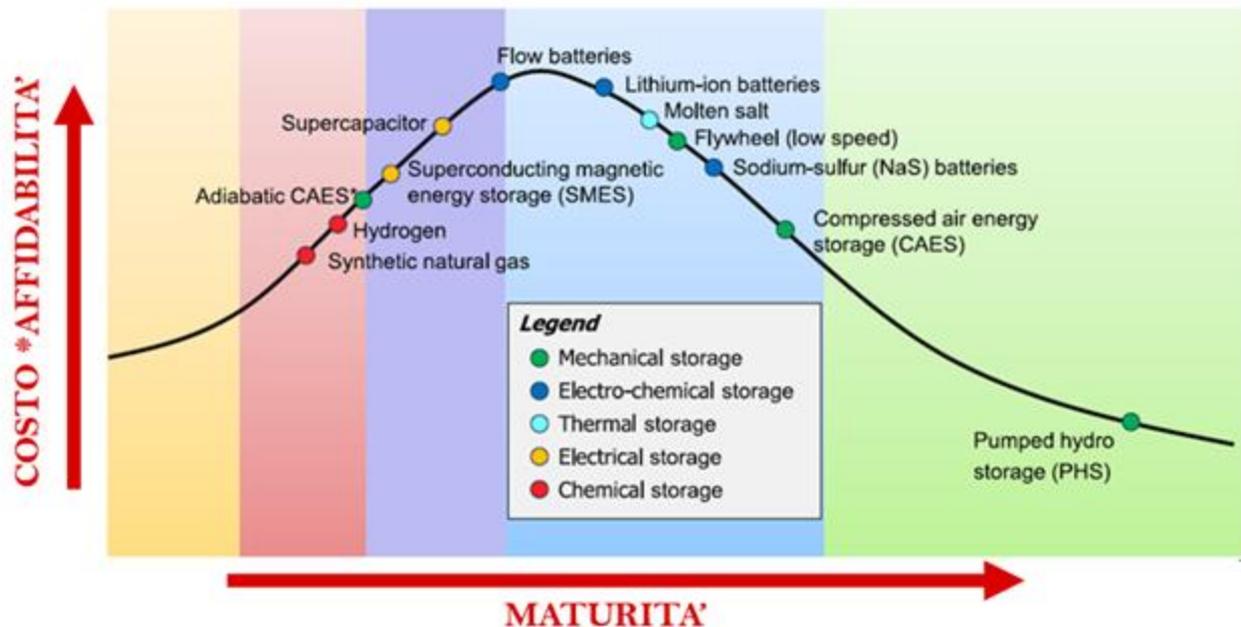


Figura 16 - Confronto dei Sistemi di Accumulo per caratteristiche di costo/affidabilità e maturità tecnologica [73]

La Tabella 27 fornisce, infine, un quadro riepilogativo di vantaggi, svantaggi, costi e TRL per le principali tecnologie ritenute di interesse potenziale per il progetto.

Tabella 27 - Schema riepilogativo di Costi, TRL, Vantaggi e Svantaggi delle principali tecnologie di potenziale interesse per ComESTo

TECNOLOGIA	VANTAGGI	SVANTAGGI	COSTI		TRL per la taglia di applicazioni di interesse del progetto
			CAPEX	O&M	
Accumulo litio	Elevati valori di efficienza, potenza specifica, energia specifica. Lunga durata. Elevata Diffusione. Continua e evoluzione tecnologica.	Costo più elevato di quello della batteria al piombo. Potenziale rischio di esplosione in caso di sovraccarico o a temperature elevate. Impatto ambientale e necessità di elementi naturali rari.	500 €/kWh di capacità	10 €/kWh di capacità*anno + 0.023 € kWh scaricati* anno	8-9
Batterie a flusso	Efficienza elevata. Durata elevata. Capacità pressoché illimitata semplicemente usando serbatoi grandi a piacere. Basso costo di manutenzione.	Rapporto energia/volume relativamente basso. Complessità del sistema. Non adatte ad applicazioni di piccola taglia. Ingombri	800 €/kWh di capacità	15 €/kWh di capacità*anno + 0.013 € kWh scaricati* anno	8-9

		notevoli.			
Supercapacitori	Dimensioni e peso ridotti. Elevata densità di potenza. Semplicità di gestione. Rapidità dei cicli di carica e scarica- Assenza di emissioni.	Limitata quantità di carica accumulabile. Costo ancora elevato. Valori ridotti di energia specifica.	Tra 250 e 2000 €/kWh	n.d.	8-9 [73]
Accumulo a idrogeno			600-7000 €/kWh	n.d.	7-9 [74]
Accumulo termico	SHTES: basso costo e assenza di rischio derivante dall'uso di materiali tossici. A calore latente: densità energetica più elevata e possibilità di fornire calore a temperatura costante	SHTES: bassa densità energetica. A calore latente: costi ancora elevati, corrosione, Bassa velocità di accumulo e rilascio dell'energia.	10-50 €/kWh	n.d.	SHTES: TRL 8-9 A calore latente: TRL 5-8
Accumulo idrico	Grandi capacità di energia accumulabile. Lunga vita utile. Basso impatto ambientale	Complessità realizzativa e necessità di grandi particolari situazioni morfologiche.	Tra 5 e 100 €/kWh	n.d.	TRL 9

6 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] Carnegie R, Gotham D, Nderitu D, Preckel PV. Utility Scale Energy Storage Systems, State Utility Forecasting Group Report, June; 2013
- [2] M. Conte, G. Graditi, M. G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo, “Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate - Report 1 – Analisi dello stato dell’arte”, Report RdS/2011/303].
- [3] <http://www.energyhunters.it/sistemi-di-accumulo-di-energia-elettrica-classificazione-caratteristiche-vantaggi-e-svantaggi/>
- [4] V. Baglio , A. Paolone, A. Sanson – CNR, P. P. Prosini – ENEA, E. Micolano, L. Pellegrino – RSE - Report “Sistemi di accumulo elettrochimico” disponibile al link: http://www.pdc.minambiente.it/sites/default/files/progetti/sistemi_di_accumulo_elettrochimico.pdf.
- [5] Energy Strategy Report 2016 – Politecnico di Milano
- [6] Università di Padova - Sviluppo tecnologico su un impianto VRB sperimentale di taglia industriale
- [7] Ricerca sul Sistema Energetico - RSE SpA - Accumulo di energia elettrica
- [8] O. Krishan, S. Suhag. An updated review of energy storage systems: Classification and applications in distributed generation power systems incorporating renewable energy resources. Institutional Journal of Energy Research, (2018) 1-40; DOI. 10.1002/er.4285
- [9] Corte dei Conti Europea - Il sostegno dell’UE per lo stoccaggio di energia. Documento di riflessione. Aprile 2019
- [10] Renewable Energy Report 2019 – Energy Strategy Group.
- [11] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing, Tan, Yongliang Li, Yulong Ding. Progress in electrical storage system: a critical review. Progress in Natural Science 19 (2009) 291-312.
- [12] M. Gimeno, G. R. Lacal-Aránegui, “Life cycle assessment of a pumped storage power plant, ”Norwegian University of Science and technology, 2013
- [13] Immagine disponibile al link <https://www.ourworldofenergy.com> (visitato il 15 aprile 2019)
- [14] Mathew Aneke, Meihong Wang. Energy Storage Technologies and Real Life Applications. A State of the Art Review, Applied Energy 179 (2016) 350-377
- [15] Miotto, F., Claps, P., Revelli, R., & Poggi, D. (2008). Produzione di energia idroelettrica ecocompatibile da acquedotti: analisi di fattibilità economica. Proceedings of 31 Convegno Nazionale di Idraulica e Costruzioni Idrauliche.
- [16] T.M.I. Mahlia, T.J. Saktisahdan, A. Jannifar, M.H. Hasan, H.S.C. Matselaar. A review of available methods and development on energy storage; technology update. Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 33, May 2014, Pages 532-545
- [17] http://www.nextville.it/Mini_idroelettrico/646/Micro_idroelettrico
- [18] L. Pellegrino RSE – Supercondensatori
- [19] FUEL CELLS AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING (FCH JU) Multi - Annual Work Program 2014 - 2020 [Online] <https://www.fch.europa.eu/page/multi-annual-work-plan>.
- [20] G. Guandalini et al. Long-term power-to-gas potential from wind and solar power: A country analysis for Italy. Int J Hydrogen Energy 42 (2017)
- [21] GKN’s Solid-state Hydrogen Storage System. GKN powder metallurgy website. <https://www.gknpm.com/globalassets/downloads/powder-metallurgy/2018/gkn-metal-hydride-based-hydrogen-storage.pdf>
- [22] Chen et al. Progress in electrical energy storage system a critical review. Progress in Natural Science 19 (2009)
- [23] Solenco Power NV. Brochure Solenco POWERBOX. Retrieved from: <http://online.fliphtml5.com/oaeh/npkp/#p=1>
- [24] Solenco Power presentation. Retrieved from https://pixii.be/sites/default/files/jorisvandyck_solenco_waterstof2.pdf
- [25] Home Power Solutions website: <https://www.homepowersolutions.de/en/product>
- [26] Phi Suea House project. Website: <https://www.phisueahouse.com/technology.php>
- [27] S. Ayappan; K. Mayilsamy; V.V. Sreenarayanan, Performance improvement studies in a solar greenhouse drier using sensible heat storage materials. Heat Mass Transf. 2016, 52, 459–467
- [28] V. Basecq; G. Michaux; C. Inard; P. Blondeau; Short-term storage systems of thermal energy for buildings: A review. Adv. Build. Energy Res. 2013, 7, 66–119
- [29] International Energy Agency (IEA). Energy Conservation through Energy Storage (ECES) Programme; Brochure, International Energy Agency: Paris, France, 2016. Available online: http://www.iea-ec.es.org/files/090525_

- broschuere_eces.pdf (visitato il 10 ottobre 2016)
- [30] I. Dincer; M.A. Rosen, *Thermal Energy Storage: Systems and Application*; John Wiley & Sons: Chichester, UK, 2011.
- [31] *Thermal Energy Storage: Systems and Application*; John Wiley & Sons: Chichester, UK, 2011.
- [32] Brochure “Solar Combisystems”, disponibile sul sito www.ambienteitalia.it visitato in data 30 aprile 2019.
- [33] J. Heie; C. Bales; V. Martin; Combining thermal energy storage with buildings—A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 42, 1305–1325
- [34] A.V. Novo, J.R. Bayon, D. Castro-Fresno, J. Rodriguez-Hernandez “Review of seasonal heat storage in large basins: Water tanks and gravel-water pits”. *Appl. Energy* 2010, 87, 390–397
- [35] H. Paksoy, A. Snijders, L. Stiles “State-of-the-art review of aquifer thermal energy storage systems for heating and cooling buildings”. In *Proceedings of the Effstock Conference, Stockholm, Sweden, 5–17 June 2009*
- [36] I. D. e. M. A. Rosen, *Thermal energy storage: system and application*, WILEY, 2011
- [37] Farid M M, Khudhair A, Razack S, Al-Hallaj S. A review on phase change energy storage: materials and applications. *Energy Convers Manag* 2004; 45:1597–615
- [38] B Zalba, J Marin, L Cabeza, H. Mehling Free cooling of buildings with phase change materials. *Int J Refrig* 2004; 27:839–49.
- [39] M A Hamdan, F A Elwerr. Thermal energy storage using a phase change material. *Sol Energy*
- [40] X. Sun, Q. Zhang, M.A. Medina, K.O. Lee. Experimental observations on the heat transfer enhancement caused by natural convection during melting of solid–liquid phase change materials (PCMs). *Appl Energy*, 162 (2016), pp. 1453–1461],
- [41] T. Qian, J. Li, X. Min, Y. Deng, W. Guan, L. Ning. Diatomite: a promising natural candidate as carrier material for low, middle and high temperature phase change material. *Energy Convers Manag*, 98 (2015), pp. 34–45
- [42] A. A. Abuelmuor, A. M. Omara, K. M. Saqr, I. . I. Ellhag, Improving indoor thermal confort by using phase change materials. A review. *International Journal of Energy Research*, 1-20, 2018
- [43] G. Guldentops and S. Van Dessel, *Building Envelope Systems with Transparent Solid-Solid Phase Changing Material*, AEI 2017
- [44] A. Fallahi, G. Guldentops, M. Tao, S. Granados-Focil, S. Van Dessel, Review on solid-solid phase change materials for thermal energy storage: Molecular structure and thermal properties. *Applied Thermal Engineering* 127 (2017) 1427-1441
- [45] N Soares, J Costa, A Gaspar, P. Santos, Review of passive PCM latent heat thermal storage systems towards buildings’ energy efficiency. *Energy Buildings* 59: 82-103; 2013,
- [46] A. Hauer, F. Fischer, Open Adsorption System for an Energy Efficient Dishwasher, *Chemie Ingenieur Technik Special Issue: Adsorption – Delving into the Molecular Scale Volume 83, Issue 1-2, pages 61–66, January, 2011.*
- [47] Report IRENA - ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030, IRENA, ISBN 978-92-9260-038-9, ottobre 2017.
- [48] http://www.pdc.minambiente.it/sites/default/files/progetti/sistemi_di_accumulo_termico.pdf
- [49] M. De Simone, C. Carpino, D. Mora, S. Gauthier, V. Aragon, G. Ulukavak, Reference procedures for obtaining occupancy profiles in residential buildings, in: *IEA EBC Annex 66-Subtask A Deliverable*, 2018: pp. 1–5.
- [50] RSE, ANIE, I sistemi di accumulo elettrochimico: prospettive e opportunità, (2017).
- [51] M.R. Asghar, G. Dán, D. Miorandi, I. Chlamtac, Smart meter data privacy: A survey, *IEEE Communications Surveys and Tutorials*. 19 (2017) 2820–2835. doi:10.1109/COMST.2017.2720195.
- [52] https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/tus_esms.htm (accessed March 29, 2019).
- [53] C. Carpino, D. Mora, M. De Simone, On the use of questionnaire in residential buildings. A review of collected data, methodologies and objectives, *Energy and Buildings*. 186 (2019) 297–318. doi:10.1016/j.enbuild.2018.12.021.
- [54] C. Carpino, G. Fajilla, M.D.E. Simone, Activity and occupancy profiling based on data collected by questionnaire . Pilot study on a residential buildings sample, in: *51st International AiCARR Conference The Urban Dimension of Building Energy Performance, Venice (Italy), 2019: pp. 325–338.*
- [55] C. Carpino, G. Fajilla, A. Gaudio, D. Mora, M. De Simone, Application of survey on energy consumption and occupancy in residential buildings. An experience in Southern Italy, *Energy Procedia*. 148 (2018) 1082–1089. doi:10.1016/j.egypro.2018.08.051.
- [56] R. V. Jones, A. Fuertes, K.J. Lomas, The socio-economic, dwelling and appliance related factors affecting electricity consumption in domestic buildings, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 43 (2015) 901–917. doi:10.1016/j.rser.2014.11.084.
- [57] K. Gram-hanssen, D. Building, *Different Everyday Lives : Different Patterns of Electricity Use* 1, (2002) 74–85.

- [58] J.D. Rhodes, W.J. Cole, C.R. Upshaw, T.F. Edgar, M.E. Webber, Clustering analysis of residential electricity demand profiles, *Applied Energy*. 135 (2014) 461–471. doi:10.1016/j.apenergy.2014.08.111.
- [59] A.L. Klingler, F. Schuhmacher, Residential photovoltaic self-consumption: Identifying representative household groups based on a cluster analysis of hourly smart-meter data, *Energy Efficiency*. 11 (2018) 1689–1701. doi:10.1007/s12053-017-9554-z.
- [60] J.P. Gouveia, J. Seixas, Unraveling electricity consumption profiles in households through clusters: Combining smart meters and door-to-door surveys, *Energy and Buildings*. 116 (2016) 666–676. doi:10.1016/j.enbuild.2016.01.043.
- [61] Y.S. Chiou, K.M. Carley, C.I. Davidson, M.P. Johnson, A high spatial resolution residential energy model based on American Time Use Survey data and the bootstrap sampling method, *Energy and Buildings*. 43 (2011) 3528–3538. doi:10.1016/j.enbuild.2011.09.020.
- [62] Y.G. Yohanis, J.D. Mondol, A. Wright, B. Norton, Real-life energy use in the UK: How occupancy and dwelling characteristics affect domestic electricity use, *Energy and Buildings*. 40 (2008) 1053–1059. doi:10.1016/j.enbuild.2007.09.001.
- [63] N. Arghira, L. Hawarah, S. Ploix, M. Jacomino, Prediction of appliances energy use in smart homes, *Energy*. 48 (2012) 128–134. doi:10.1016/j.energy.2012.04.010.
- [64] A. Kavousian, R. Rajagopal, M. Fischer, Determinants of residential electricity consumption: Using smart meter data to examine the effect of climate, building characteristics, appliance stock, and occupants' behavior, *Energy*. 55 (2013) 184–194. doi:10.1016/j.energy.2013.03.086.
- [65] F. McLoughlin, A. Duffy, M. Conlon, Characterising domestic electricity consumption patterns by dwelling and occupant socio-economic variables: An Irish case study, *Energy and Buildings*. 48 (2012) 240–248. doi:10.1016/j.enbuild.2012.01.037.
- [66] J.L. Viegas, S.M. Vieira, J.M.C. Sousa, Fuzzy clustering and prediction of electricity demand based on household characteristics, (2015). doi:10.2991/ifsa-eusflat-15.2015.147.
- [67] D. Mora, G. Fajilla, M.C. Austin, M. De Simone, Occupancy patterns obtained by heuristic approaches: Cluster analysis and logical flowcharts. A case study in a university office, *Energy and Buildings*. 186 (2019) 147–168. doi:10.1016/j.enbuild.2019.01.023.
- [68] Z. Yu, B.C.M. Fung, F. Haghghat, H. Yoshino, E. Morofsky, A systematic procedure to study the influence of occupant behavior on building energy consumption, *Energy and Buildings*. 43 (2011) 1409–1417. doi:10.1016/j.enbuild.2011.02.002.
- [69] C. Flath, D. Nicolay, T. Conte, C. van Dinther, L. Filipova-Neumann, Cluster Analysis of Smart Metering Data, *Business & Information Systems Engineering*. 4 (2012) 31–39. doi:10.1007/s12599-011-0201-5.
- [70] L. Diao, Y. Sun, Z. Chen, J. Chen, Modeling energy consumption in residential buildings: A bottom-up analysis based on occupant behavior pattern clustering and stochastic simulation, *Energy and Buildings*. 147 (2017) 47–66. doi:10.1016/j.enbuild.2017.04.072.
- [71] R.E.K. and T. Rakha, Profiling Occupancy Patterns in Community-scale Residential Buildings using Measured Energy Use Data Clustering, 2018 Building Performance Analysis Conference and SimBuild Co-Organized by ASHRAE and IBPSA-USA. (2018) 68–75.
- [72] L. Branchini, CIRI-Energia ed Ambiente UO Bioenergie, Alma Mater Studiorum- Università di Bologna, Generazione Distribuita e Tecnologie per l'Accumulo di Energia. Workshop D – Generazione Distribuita e Fonti Energetiche Rinnovabili.
- [73] Innovation Readiness Level Report - Energy Storage Technologies, REEEM project, 2017.
- [74] A. Aricò, V. Baglio, S. Barison, A. Marchionni, F. Matera, A. Sanson, F. Vizza - CNR S. McPhail – ENEA. Celle a combustibile.