



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

Modelli per la pianificazione e gestione dei sistemi di accumulo sul medio-lungo periodo

Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D5.1



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	D5.1
Tipologia	Rapporto Tecnico
Data di Rilascio	13/01/2021
Obiettivo Realizzativo	OR5
Attività Realizzativa	A5.1
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, ENEA, FBK
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Patrizia Beraldi – UNICAL Gianluca Carrozzino – UNICAL Marialaura Di Somma – ENEA Edoardo Macchi – FBK Alberto Zanetti – FBK Michele Zandrini – FBK
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Patrizia Beraldi – UNICAL
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

Indice

EXECUTIVE SUMMARY	7
1.CONTESTO DI RIFERIMENTO.....	9
1.1. IL CONCETTO DI AGGREGAZIONE.....	9
1.2. MODELLI MATEMATICI PER IL DIMENSIONAMENTO DEI SISTEMI DI ACCUMULO	9
2.L'APPROCCIO RISOLUTIVO PER IL DIMENSIONAMENTO DEI SISTEMI DI ACCUMULO	12
2.1. FASE 1 – SELEZIONE DI SISTEMI DI STORAGE DEDICATI PER SINGOLI PROSUMER TIPO 12	
2.2. FASE 2 – SELEZIONE DI SISTEMI DI STORAGE STAGIONALE.....	13
3.INDIVIDUAZIONE ED ANALISI DEI PARAMETRI FONDAMENTALI PER LA DEFINIZIONE DEI MODELLI DI OTTIMIZZAZIONE.....	15
3.1. DEFINIZIONE DEI DATI DI INPUT RELATIVI AI PROFILI ORARI DI CARICO ELETTRICO E TERMICO DELL'UTENZA.....	15
3.2. DEFINIZIONE DEI DATI DI INPUT RELATIVI AI PROFILI ORARI DI IRRADIANZA.....	17
3.3. DEFINIZIONE DEI VINCOLI TECNOLOGICI PER LE DIVERSE TIPOLOGIE DI SISTEMI DI ACCUMULO ELETTRICO	20
3.3.1. DEFINIZIONI.....	20
3.3.2. PRINCIPALI DATI TECNICI DEI DI SISTEMI DI ACCUMULO ELETTRICO.....	20
3.3.3. CICLI DI VITA DEI DIVERSI SISTEMI DI STORAGE.....	21
3.3.4. DEFINIZIONE DEI PARAMETRI DI COSTO CONNESSI AI SISTEMI DI STORAGE.....	23
4.MODELLI MATEMATICI	26
4.1. MODELLO 1 - MODELLO DI SELEZIONE DI STORAGE PER SINGOLE CLASSI DI PROSUMER.....	26
4.2. MODELLO 2 - MODELLO DI SELEZIONE DI STORAGE STAGIONALI	33
5.VALIDAZIONE E SPERIMENTAZIONE	38
5.1. AMBIENTE DI SVILUPPO.....	38
5.2. DEFINIZIONE CASE STUDY.....	38
5.3. ANALISI DEI RISULTATI	39
5.3.1. ANALISI RISULTATI MODELLO 1.....	39
5.3.2. ANALISI RISULTATI MODELLO 2.....	44
6.RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	47

Indice delle Figure

Figura 1: Carichi elettrici e termici orari dell'utenza in esame per a) giornata rappresentativa della stagione fredda; b) giornata rappresentativa della stagione fredda intermedia; c) giornata rappresentativa della stagione calda intermedia; d) giornata rappresentativa della stagione calda

Figura 2: Profili orari di irradianza e valori orari della varianza per: a) giornata rappresentativa della stagione fredda; b) giornata rappresentativa della stagione fredda intermedia; c) giornata rappresentativa della stagione calda intermedia; d) giornata rappresentativa della stagione calda

Figura 3: Numero di cicli di carica/scarica in funzione della profondità di scarica per alcune tipologie di batterie

Figura 4: Confronto tra tecnologie di accumulo: numero di cicli di carica/scarica in funzione dell'energia specifica

Figura 5: Costi di investimento per unità di energia dei sistemi di accumulo elettrochimico

Figura 6: Smart Prosumer Residenziale

Figura 7: Produzione, livelli di domanda e prezzi di vendita per un prosumer tipo in un giorno estivo

Figura 8: Funzionamento di un sistema di accumulo selezionato in una giornata tipo invernale

Figura 9: Schedulazione ottimale dei carichi in una giornata tipo invernale

Figura 10: Bilanciamento energetico di una giornata tipo invernale

Figura 11: Livelli di domanda e di produzione e vendite dell'aggregazione

Figura 12: Schedulazione ottimale settimanale del sistema di accumulo "stagionale" scelto

Indice delle Tabelle

Tabella 1: Parametri tecnici per le principali tipologie di accumulo analizzate [2-4]

Tabella 2: Parametri energetici e di costo per le principali tecnologie di accumulo elettrochimico ed elettrostatico [2-4]

Tabella 3: Parametri energetici e di costo per i principali sistemi di accumulo basato su idrogeno [5-8]

Tabella 4: Parametri di funzionamento dei carichi considerati

Tabella 5: Parametri di funzionamento dei sistemi di storage

Abbreviazioni ed acronimi

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
NMS	Nanogrid Management System
DR	Demand Response
SoC	State of Charge
DoD	Depth of Discharge
BMS	Battery Management System
O&M	Operation & Maintenance
CVaR	Conditional Value at Risk
PUN	Prezzo Unico Nazionale

EXECUTIVE SUMMARY

Nell'ambito delle attività di progetto previste per l'AR 5.1, il partenariato di progetto su tale attività, composto dall'Università della Calabria, ENEA e FBK, ha avuto il compito di mettere a punto dei modelli di ottimizzazione operanti off-line che, in base ai dati di consumi del singolo Prosumer e portando in conto la stimata quantità di energia da FER producibile in loco e la disponibilità delle diverse tipologie di storage, siano in grado di dimensionare la nanogrid in accordo con gli obiettivi di gestione della comunità. Lo scopo è quello di realizzare dei servizi implementabili in piattaforma che possano eseguire l'analisi dei dati forniti dal sistema operativo in real time ed interfacciarsi con il Nanogrid Management System (NMS).

Nello specifico, tali servizi hanno previsto la definizione di modelli stocastici per la pianificazione e gestione dei sistemi di accumulo sul medio lungo periodo. In particolare si vuole determinare la tipologia e la taglia ottimale dei sistemi di accumulo che porti in conto i vincoli e costi della tecnologia, e la producibilità degli impianti da fonte rinnovabile e della richiesta dei carichi, nonché la loro gestione (carica e scarica) per l'accumulo stagionale secondo diversi scenari. L'implementazione di tali modelli ha avuto come prerequisito la definizione degli scenari attesi di produzione da fonte rinnovabile e consumo da parte della comunità nonché la definizione dei vincoli tecnologici e dei costi delle diverse tipologie di accumulo per i diversi orizzonti temporali e dei ricavi sui mercati energetici e dei servizi.

L'obiettivo principale dell'attività oggetto di questo documento tecnico è stato quello di definire un approccio decisionale in grado di supportare il management della coalizione "**Community Energy Storage**" nella scelta del sizing ottimale dei sistemi di accumulo per tutti i membri della stessa coalizione, sia consumatori che produttori di energia.

La governance della coalizione mira a svolgere principalmente due funzioni:

1. Massimizzare l'autoconsumo di Comunità;
2. Fornire servizi alla rete

Dall'analisi di sostenibilità economica del modello di business della Community Energy Storage condotta in AR 1.6, è emerso che le quantità da offrire nei mercati di servizi di Dispacciamento, sia del DSO che TSO, rispecchiano solo una piccola percentuale della capacità di accumulo determinata per la massimizzazione dell'autoconsumo della coalizione. È quindi evidente che il dimensionamento della sola parte energetica consenta di risolvere intrinsecamente anche il dimensionamento che porta in conto i servizi forniti dal mercato di dispacciamento. Sempre da quanto emerso in AR 1.6, inoltre, risulta non conveniente dimensionare sistemi di accumulo portando in conto i servizi di rete in quanto i costi non vengono ripagati dal costo di capacità e dalla remunerazione (aleatoria) dei servizi erogati a sistema. Nell'approccio proposto nel presente documento tecnico, pertanto, è stato preso in considerazione quindi dimensionare i sistemi di accumulo per migliorare l'autoconsumo della coalizione e rendere disponibile una capacità (che risulta una % dei sistemi di accumulo) per offrire servizi di flessibili al sistema elettrico. Per tale motivo, la fase di dimensionamento coinvolge solo l'obiettivo dell'autoconsumo e non i servizi alla rete. Si precisa comunque che nell'AR5.2 e AR5.4 vengono portati in conto l'ottimizzazione delle risorse dei sistemi di accumulo anche per la partecipazione ai mercati dei servizi di dispacciamento. Nell'AR5.1, in particolare, viene invece proposto un approccio di due fasi intrinsecamente legate. Nella prima fase, si procede al dimensionamento ottimale dei sistemi di

accumulo da installare presso i singoli membri aderenti alla coalizione. Oltre alla taglia ottimale, la soluzione del modello proposto fornisce in output le quantità che i singoli membri richiederanno e/o venderanno alla coalizione. Questi dati aggregati saranno tra gli input del modello della fase due il cui obiettivo è quello di procedere al dimensionamento ottimale dei sistemi di storage stagionali installati presso la coalizione e gestiti dal management della Community Energy Storage. La scelta di introdurre sistemi di storage stagionale è dovuta al dover affrontare uno dei problemi delle fonti rinnovabili, ovvero la forte componente di stagionalità che fa sì che l'equilibrio energetico su base annuale non trova invece un matching su scale temporali diverse e quindi non vi è compliance per la massimizzazione dell'autoconsumo. Pertanto, sono stati introdotti sistemi di storage di grandi capacità che assumono sul lungo periodo valenza stagionale. Tali sistemi di storage, che trattasi sempre di accumulo distribuito, consentiranno di conservare le quantità di energia da un periodo ad un altro, consentendo difatti ad aumentare l'autoconsumo della *Energy Community Storage*.

1. CONTESTO DI RIFERIMENTO

1.1. IL CONCETTO DI AGGREGAZIONE

Negli ultimi decenni, il settore energetico ha subito una trasformazione senza precedenti. Tra i principali motori del rapido e profondo cambiamento sperimentato in tutto il mondo vi è senza dubbio la diffusione delle fonti di produzione da sorgenti rinnovabili ampiamente incentivata da iniziative governative con l'obiettivo di ridurre le emissioni di sostanze inquinanti. È ormai in continuo aumento il numero di utenti dotati di sistemi di produzione in loco, che, ad esempio, installano dei pannelli fotovoltaici. Il consumatore perde quindi il suo ruolo passivo, divenendo un soggetto in grado di sfruttare l'energia prodotta per soddisfare i propri carichi, vendendo l'eventuale quantità in eccesso. La presenza di un crescente numero di prosumer, localizzati al livello più basso della rete di distribuzione, ha determinato una modifica dell'intera catena energetica richiedendone una riorganizzazione secondo un approccio che dal basso si propaga verso l'alto. A causa delle barriere all'entrata, ancora in atto, imposte dalle leggi nazionali e da questioni di natura tecnica, i singoli prosumer non possono partecipare direttamente alle contrattazioni del mercato elettrico. In questo nuovo panorama di produzione decentralizzata, la creazione di coalizioni in grado di gestire i sistemi di produzione elettrici locali rappresenta una possibilità interessante. L'obiettivo ultimo è quello di aggregare soggetti diversi (produttori, consumatori e prosumer) in un'entità coalizzata che opera in maniera unitaria rispetto al sistema elettrico.

La produzione da fonti rinnovabili ha una natura intrinsecamente aleatoria essendo influenzata dalle condizioni climatiche difficilmente prevedibili. Il loro abbinamento con sistemi di accumulo rappresenta attualmente una soluzione tecnologica ampiamente utilizzata per sfruttarne a pieno le potenzialità. Il dimensionamento ottimale di tali sistemi costituisce un importante problema decisionale. Un sistema di accumulo sovradimensionato potrebbe non essere finanziariamente ottimale a causa degli elevati costi di investimento. Al contrario, un sistema sottodimensionato potrebbe portare ad un incremento dei costi di approvvigionamento o a mancati guadagni (se l'energia in eccesso viene venduta).

Data la natura aleatoria del problema, legata non solo alla produzione da sorgenti rinnovabili, ma anche al carico richiesto, la scelta modellistica più opportuna ricade su paradigmi di ottimizzazione sotto incertezza. In particolare, sono stati considerati modelli multi periodali a due stadi con ricorso. Tali modelli forniscono un contributo alla letteratura scientifica dal momento che la maggior parte dei lavori propone modelli deterministici, ignorando quindi l'inerte aleatorietà dei parametri di input al problema di ottimizzazione.

1.2. MODELLI MATEMATICI PER IL DIMENSIONAMENTO DEI SISTEMI DI ACCUMULO

Inizialmente è stato affrontato lo studio di quelli che sono i distretti energetici con l'obiettivo di analizzarne le buone pratiche e lo stato dell'arte scientifico sui principali problemi decisionali al

dimensionamento dei sistemi di accumulo [11]. Un distretto energetico si presenta come una rete alquanto complessa, sia per la struttura topologica che per l'eterogeneità dei soggetti partecipanti. In tal contesto occorre curare non solo gli aspetti implementativi, ma anche quelli teorici poiché il corretto ed efficace funzionamento della rete è legato alla capacità di creare modelli di supporto alle decisioni efficienti. In questo nuovo scenario applicativo, le attività si sono concentrate dapprima prevalentemente sull'attività di studio della letteratura scientifica ed analisi di casi reali che si configurano come best practice a livello nazionale che internazionale. L'obiettivo è stato quello di analizzare i numerosi contributi riguardanti modelli di ottimizzazione che possano fornire un supporto decisionale efficace, come in [1]. Pertanto, sono state definite le caratteristiche delle diverse tipologie di aggregazioni di operatori e dei principali problemi decisionali che emergono in tale contesto. Ciò allo scopo di tracciare in maniera significativa gli elementi fondamentali che dovranno contraddistinguere i sistemi di supporto alle decisioni che verranno sviluppati in quest'ambito. L'attenzione è stata rivolta ai contributi capaci di rappresentare il maggior numero di fattori critici possibili (fasi del processo decisionale, caratteristiche e vincoli operativi dei soggetti afferenti alla coalizione), almeno quelli che risultano presenti nel modello organizzativo che dovrà prendere forma nell'ambito del progetto di ricerca. Ad esempio, la presenza di sistemi di accumulo risulta essere un elemento ormai imprescindibile nelle moderne forme di aggregazione, vista la flessibilità che riescono a garantire per quanto riguarda il bilanciamento tra produzione e consumo di energia. Allo stesso tempo, la capacità di rappresentare l'incertezza che caratterizza il sistema in quanto tale, dovuta sia a fattori endogeni (domanda dei partecipanti alla coalizione) che esogeni (prezzi dell'energia, capacità produttiva da fonti rinnovabili) e, di conseguenza, la capacità di misurare i "rischi" legati ad occorrenze non favorevoli degli eventi aleatori, rappresentano dei tratti essenziali per garantire l'efficacia delle soluzioni proposte.

L'obiettivo dell'attività svolta è stato quello di definire un sistema di supporto per il dimensionamento ottimale dei sistemi di accumulo da adottare nell'ambito di una comunità energetica. Il problema è stato solo marginalmente trattato in letteratura, e la maggior parte dei modelli proposti ignora l'incertezza insita nel processo decisionale.

L'approccio proposto, dettagliato nella sezione successiva, si basa su due fasi distinte. In primo luogo, viene effettuato il dimensionamento dei sistemi di accumulo per i singoli prosumer. Successivamente, considerando le richieste residue di carico, si procede alla fase successiva che prevede il dimensionamento dei sistemi di accumulo di tipo stagionale a servizio della coalizione. Si fa notare la diversa granularità dell'orizzonte di pianificazione. Nel primo caso, il modello considera un time step orario, dovendo il dimensionamento tenere conto dell'operatività dei sistemi di accumulo abbinato ai sistemi di produzione da rinnovabile. Nel secondo caso, lo step temporale è di tipo mensile e l'orizzonte è annuale.

La soluzione di entrambi i modelli è preceduta da una fase preliminare nella quale si individuano le tipologie di sistemi più adatti e il range di taglie da valutare.

Le taglie selezionate costituiscono dati utili di supporto alle successive attività del Progetto, in particolare nella definizione del modello di tipo rolling per la gestione della coalizione nei mercati energetici e dei servizi che includano tutti i possibili sistemi di accumulo e di gestione della domanda, output dell'attività **AR 5.2 "Definizione di modelli e implementazione di algoritmi per la Demand Response in presenza di sistemi di accumulo distribuiti in ambito VPP"**. Saranno infatti definiti e



Modelli per la pianificazione e gestione dei sistemi di accumulo sul medio lungo periodo
Rapporto Tecnico – D5.1

sviluppati modelli data driven per simulare la domanda flessibile di energia, i sistemi di generazione distribuita e di sistemi di storage, tramite l'implementazione di algoritmi per la Demand Response (DR) in presenza di sistemi di accumulo distribuiti utilizzando nanogrid.

2. L'APPROCCIO RISOLUTIVO PER IL DIMENSIONAMENTO DEI SISTEMI DI ACCUMULO

L'obiettivo principale dell'attività 5.1 consiste nella definizione di un approccio decisionale di supporto all'attività di selezione della tecnologia e corrispondente dimensionamento di sistemi di accumulo da installare all'interno di una comunità energetica.

Si ipotizza che i sistemi di accumulo che si intende individuare e dimensionare siano sia di tipo "**stagionale**", ovvero finalizzati all'accumulo di energia nei periodi con maggior produzione e, di conseguenza, alla fornitura della stessa nei periodi meno favorevoli, che di tipo "**giornaliero**", cioè adatti ad operazioni di carica/scarica più frequenti, mirate a coprire (anche se parzialmente) il fabbisogno delle ore della giornata con produzione da fonte rinnovabile scarsa o nulla.

Il contesto in cui tale scelta viene effettuata prevede che i sistemi di accumulo possano essere installati presso superfici disponibili sia di proprietà del soggetto aggregatore che presso i singoli membri della coalizione, tenuto conto di vincoli di varia natura (dimensioni, infrastruttura di supporto, ecc.). Più in particolare, si ipotizza che il soggetto aggregatore gestisca i sistemi di accumulo stagionali ed una capacità limitata di quelli giornalieri, utili a migliorare la gestione complessiva dell'energia per l'intera aggregazione. La gestione limitata di tali sistemi di accumulo giornalieri è dovuta all'assunto che il modello di business della coalizione può prevedere che i membri della Community Energy Storage non mettano a disposizione tutta la capacità del proprio sistema di accumulo, ma solo l'eccedenza derivante da una pre-ottimizzazione locale delle proprie risorse. In aggiunta, invece, alcuni membri della coalizione saranno dotati di sistemi di accumulo dedicati interamente e di proprietà della **Community Energy Storage**, che verranno utilizzati interamente per l'ottimizzazione dei singoli profili di produzione/domanda.

In fase di definizione del test case, si ipotizza che i diversi prosumers possano essere aggregati in macroclassi omogenee (ad es. residenziale, commerciale, pubblico). All'interno delle diverse macroclassi, è poi possibile effettuare un'ulteriore classificazione considerando profili di carico simili. Aderendo alla coalizione, si ipotizza che i prosumers possano acquistare (ed eventualmente rivendere) l'energia a tariffe più vantaggiose rispetto a quelle di mercato.

2.1. FASE 1 – SELEZIONE DI SISTEMI DI STORAGE DEDICATI PER SINGOLI PROSUMER TIPO

L'approccio di tale fase è così di seguito riassumibile:

- a) Ciascun prosumer non ancora dotato di un proprio sistema di accumulo potrà selezionare il sistema da acquistare, con l'obiettivo di ottimizzare il profilo di prelievo/cessione di energia. Sulla base di un primo screening sulle tipologie di sistemi di accumulo condotto in AR1.3, si ritiene che per il caso in esame i sistemi di storage al Litio siano quelli più idonei e realistici per la **Community Energy Storage**. Pertanto, la conduzione del piano di testing del modello è stata realizzata scegliendo questi sistemi di storage. Tuttavia, si precisa, che il modello è stato

modellato nella versione più generale possibile, e che utilizzare dati di altre tipologie di accumulo comporta solo l'acquisizione di input diversi. In fase di Dimostratore, in base ai dati reali disponibili, il servizio potrà difatti accogliere tutte le tipologie di accumulo presenti nella **Community Energy Storage**. In linea generale, invece, il problema principale verterà sul sizing del sistema per singola classe di prosumer, assumendo di conoscere per ciascuna taglia i costi di acquisto (Capex) e di manutenzione (Opex) da imputare ai singoli giorni in base alla vita utile del sistema.

- b) Si assume che il prosumer sia dotato di un sistema di generazione da rinnovabile (in particolare pannello fotovoltaico).
- c) Si assume la disponibilità di dati relativi alla quantità di energia prodotta in un dato insieme di giornate tipo definite in base alla stagione. Si suppongono inoltre noti i dati relative alle tariffe di acquisto e vendita dell'energia. In prima battuta le tariffe potrebbero essere fissate in maniera proporzionale ai valori medi stimati del prezzo di acquisto e di vendita sul mercato da parte dell'aggregatore.
- d) A partire dalle serie di dati storici disponibili attraverso tecniche di simulazione Monte Carlo [9] verranno generati scenari plausibili a cui viene assegnato la stessa probabilità di accadimento.
- e) Si assume che i carichi del singolo prosumer, oltre al base load si possano dividere in carichi interrompibili e shiftabili. Tra i carichi interrompibili è stato considerato il veicolo elettrico, che benché in linea di principio possa essere visto come un sistema di storage, nell'approccio proposto viene considerato come un carico interrompibile in quanto la sua ricarica viene impiegata unicamente per il suo utilizzo. Tra i carichi shiftabili, invece, troviamo la lavatrice, la lavastoviglie e l'asciugatrice. Il prosumer potrà schedulare i carichi in base all'andamento della produzione ed eventualmente delle differenze di prezzo dell'energia nel corso della giornata.
- f) Viene definito il problema del prosumer (**Modello 1**) considerando per ogni stagione una singola giornata rappresentativa con time step orario.
- g) Le decisioni del problema del prosumer riguardano:
 - a. il sizing ottimale del sistema di accumulo ritenuto più conveniente
 - b. per ogni giornata tipo il profilo orario del livello di carica del sistema di accumulo
 - c. la quantità di energia da acquistare e/o vendere per ogni ora della singola giornata tipo
 - d. la schedulazione dei carichi flessibili (interrompibili e shiftabili).
- h) Al fine di considerare in maniera esplicita l'incertezza che caratterizza i parametri di input, il modello del prosumer proposto viene formulato come problema multiperiodale a due stadi con ricorso misto intero.

2.2. FASE 2 – SELEZIONE DI SISTEMI DI STORAGE STAGIONALE

A differenza del modello definito nella fase precedente, il **Modello 2** considera un orizzonte di pianificazione di medio-lungo periodo con time step settimanali. L'approccio proposto può essere sintetizzato come segue:

- a) Sulla base delle soluzioni fornite dal **Modello 1**, vengono determinate le quantità di energia richieste e/o vendute alla coalizione dalle singole classi di prosumer per ogni settimana dell'orizzonte di pianificazione
- b) Si determinano attraverso opportune tecniche di simulazione Monte Carlo [9] dei scenari di prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima e di vendita, congiuntamente alla produzione da fonti rinnovabili di proprietà dell'aggregatore
- c) Si individua un set di tipologie di possibili sistemi di accumulo stagionali e per ogni tipologia un dato insieme di taglie "verosimili", ossia intese come le size disponibili sul mercato, per le quali si assumono noti i costi acquisto, di manutenzione e le principali caratteristiche tecniche.
- d) Viene formulato e risolto un modello di ottimizzazione (**Modello 2**). Le decisioni che verranno fornite dal Modello 2 saranno relative a:
 - a. La tipologia e la taglia dei sistemi di accumulo stagionali da acquistare
 - b. La quantità di energia che ciascun sistema accumulerà/erogherà in ogni settimana
 - c. Le quantità di energia da acquistare e/o vendere sul mercato per ogni settimana dell'orizzonte di pianificazione.

La selezione dei sistemi di accumulo verrà effettuata considerando come obiettivo la massimizzazione del profitto dell'aggregatore.

- e) Il **Modello 2** sarà formulato come modello di programmazione stocastica a 2 stadi multiperiodale.

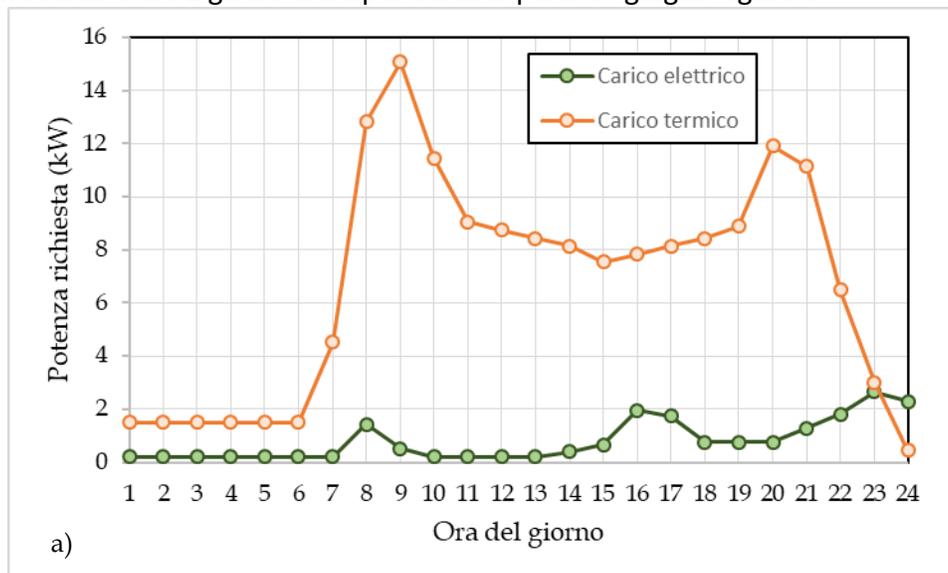
Si precisa che l'approccio precedentemente definito fornisce utili informazioni di supporto alle decisioni delle attività di ricerca dell'AR 5.2. In particolare, sulla base delle decisioni prese nelle fasi precedenti, l'aggregatore dovrà definire la combinazione di sistemi di storage da utilizzare giornalmente al fine di ottimizzare il matching tra domanda e produzione all'interno della coalizione. I sistemi di accumulo stagionali verranno trattati come dei carichi o delle fonti "fittizie", di cui si suppongono noti il fabbisogno e la disponibilità su base giornaliera. A titolo di esempio, se a valle della Fase 2 si è scelto un determinato sistema stagionale in cui immagazzinare una certa quota di energia durante una data settimana per poi utilizzarla alcune settimane dopo, nella risoluzione del problema per una singola giornata tipo di data settimana la quota parte dell'energia verrà messa a disposizione dell'aggregatore come se fosse un sistema di produzione schedulabile ma privo di costi.

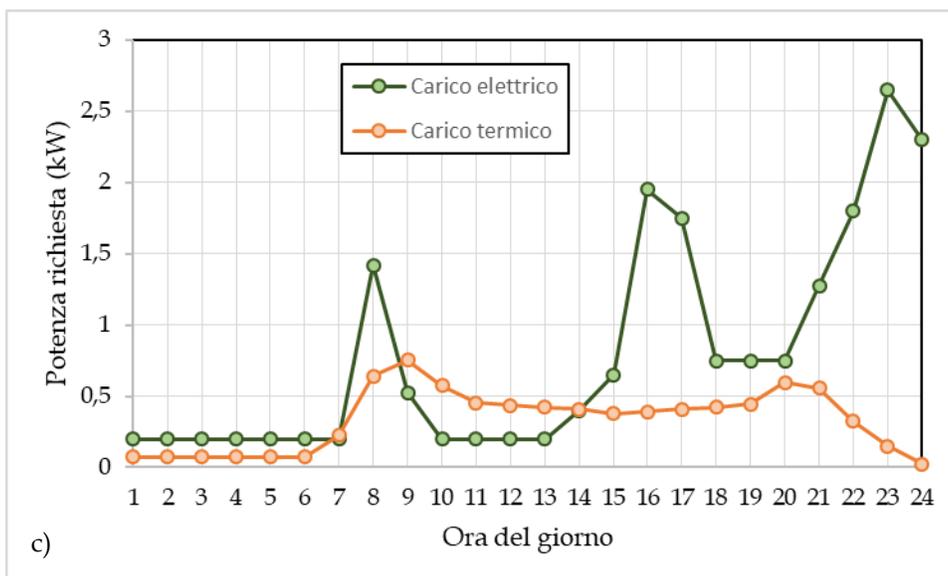
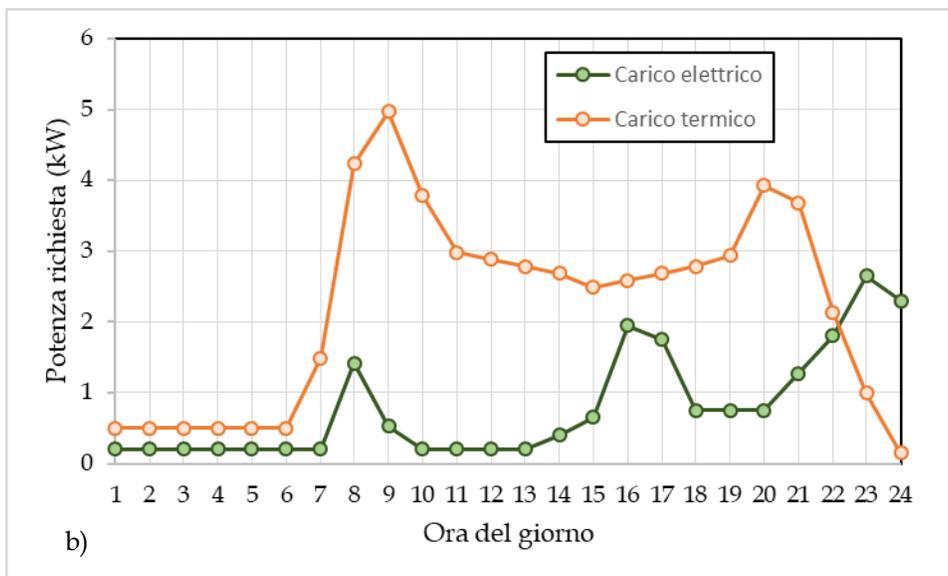
3. INDIVIDUAZIONE ED ANALISI DEI PARAMETRI FONDAMENTALI PER LA DEFINIZIONE DEI MODELLI DI OTTIMIZZAZIONE

3.1. DEFINIZIONE DEI DATI DI INPUT RELATIVI AI PROFILI ORARI DI CARICO ELETTRICO E TERMICO DELL'UTENZA

L'utenza considerata per l'implementazione del modello è una *single-family house* situata a Torino in zona climatica E. Si mostrano in Figura 1 i carichi orari elettrici e termici con riferimento a 4 giornate rappresentative, che sono stati costruiti seguendo l'approccio presentato in [9]- [10]- [11]. Nel dettaglio, l'intero anno è stato suddiviso in quattro stagioni in base alle caratteristiche della zona climatica di riferimento e del periodo stabilito per legge in cui è possibile accendere i sistemi di riscaldamento (da metà aprile a metà ottobre):

- Stagione fredda con 90 giorni corrispondenti al periodo dicembre-febbraio;
- Stagione fredda intermedia con 93 giorni corrispondenti ai periodi che vanno dal 15 ottobre al 30 novembre e dal 1 marzo al 15 aprile;
- Stagione calda intermedia con 90 giorni corrispondenti ai periodi che vanno dal 16 aprile al 31 marzo e dal 1 settembre al 14 ottobre;
- Stagione calda con 92 giorni corrispondenti al periodo giugno-agosto.





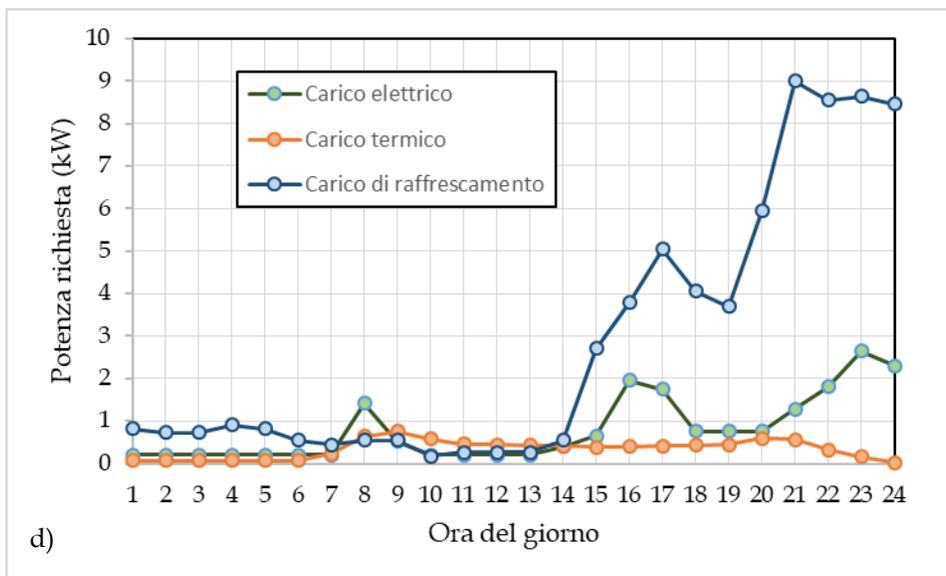
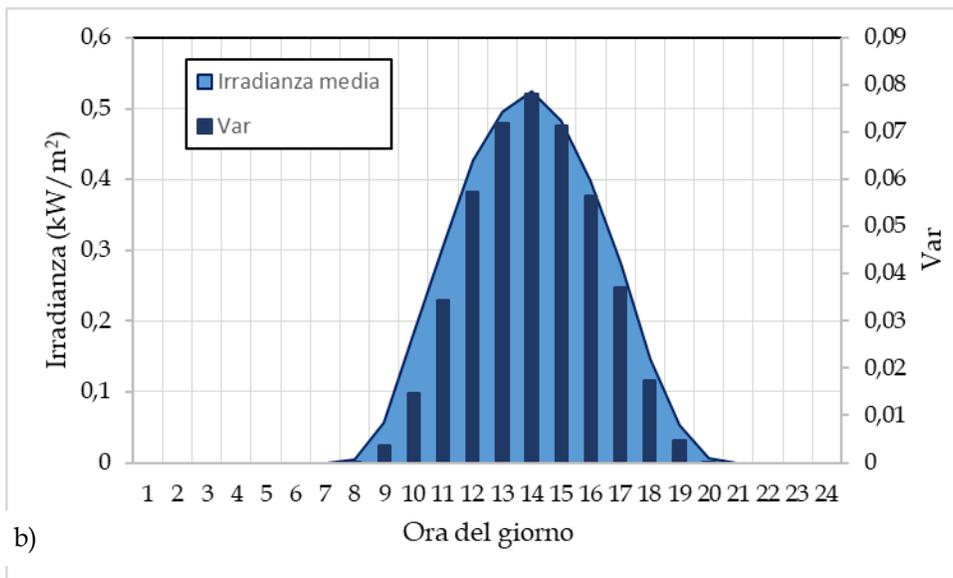
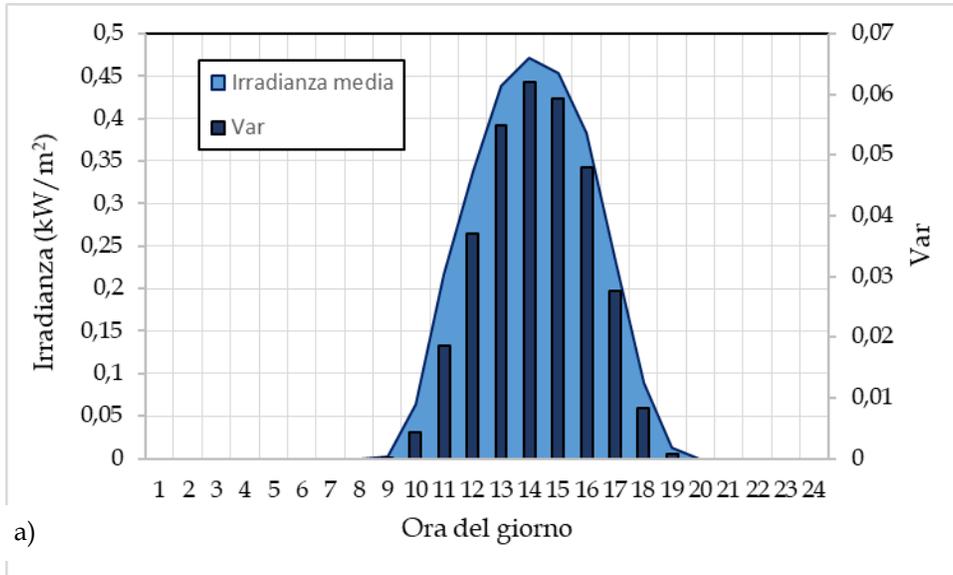


Figura 1: Carichi elettrici e termici orari dell'utenza in esame per a) giornata rappresentativa della stagione fredda; b) giornata rappresentativa della stagione fredda intermedia; c) giornata rappresentativa della stagione calda intermedia; d) giornata rappresentativa della stagione calda

3.2. DEFINIZIONE DEI DATI DI INPUT RELATIVI AI PROFILI ORARI DI IRRADIANZA

I valori di irradianza orari per Torino sono stati ricavati sulla base di dati storici come da letteratura scientifica di riferimento¹. In particolare, i valori di irradianza orari su una superficie inclinata di 35° rispetto al piano orizzontale sono stati valutati come la media dei valori medi orari nelle ore corrispondenti di tutti i giorni della relativa stagione. Si mostrano in Figura 2, i profili orari di irradianza e i valori orari della varianza ottenuti con riferimento alle 4 giornate rappresentative considerate.

¹ ASHRAE International Weather files for Energy Calculations (IWECC weather files). User's manual and CD-ROM, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Atlanta, GA, USA, 2001.



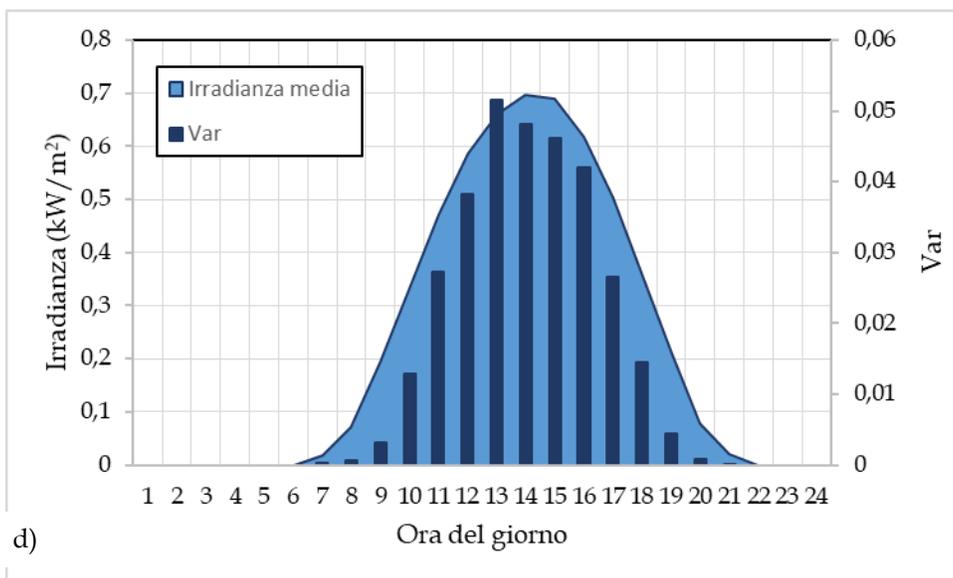
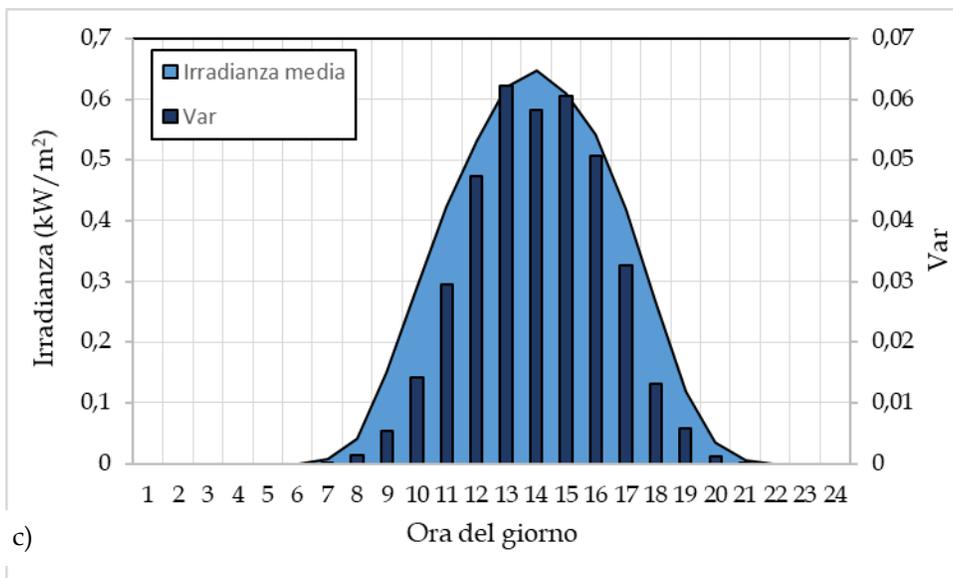


Figura 2: Profili orari di irradianza e valori orari della varianza per: a) giornata rappresentativa della stagione fredda; b) giornata rappresentativa della stagione fredda intermedia; c) giornata rappresentativa della stagione calda intermedia; d) giornata rappresentativa della stagione calda

3.3. DEFINIZIONE DEI VINCOLI TECNOLOGICI PER LE DIVERSE TIPOLOGIE DI SISTEMI DI ACCUMULO ELETTRICO

3.3.1. DEFINIZIONI

Capacità: è la carica erogabile dalla batteria. La capacità di una cella viene definita come la corrente che la cella deve fornire per scaricarsi completamente in un'ora (Ah).

Potenza specifica: potenza generabile dalla batteria per unità di massa;

Energia specifica: energia accumulabile per unità di massa;

Indice C: capacità di carica/scarica, misura il tasso di carica/scarica della batteria come rapporto tra la corrente erogata/fornita in una specifica applicazione e la corrente nominale del dispositivo per scaricare/caricare completamente in un'ora;

Stato di carica (State of Charge, SoC): è un indicatore della carica residua che il sistema di accumulo è ancora in grado di erogare;

Profondità di scarica (Depth of Discharge, DoD): percentuale dell'energia accumulata ed erogata dalla batteria durante il suo funzionamento; in particolare si ha: $DoD + SoC = 100\%$;

Cicli di vita: numero di cicli di vita (carica-scarica) prima che la batteria si definisca inutilizzabile (75-80% della capacità iniziale), il n° di cicli variano al variare delle condizioni di utilizzo (profondità e velocità di scarica, temperature elementi e ambiente, ecc.)

3.3.2. PRINCIPALI DATI TECNICI DEI DI SISTEMI DI ACCUMULO ELETTRICO

Nel progetto ComESTo vengono considerate diverse tipologie di sistemi di accumulo e la loro integrazione in una nanogrid for Home Applications. Per alcuni di questi sistemi (in particolare supercapacitori, batterie a flusso e sistema di accumulo di idrogeno) nel progetto vengono studiati e progettati dei prototipi. Un'analisi dettagliata di tutti i sistemi di accumulo energetico è stata realizzata nell'OR1. I risultati sono riassunti nel deliverable **D1.3 "Classificazione dei sistemi di accumulo in base all'applicazione e al contesto"** a cui si fa riferimento per una trattazione più estesa. Tra tutti i sistemi di accumulo sono stati selezionati per un possibile inserimento nel modello quelli commercialmente più diffusi e quelli interessanti in una prospettiva di lungo termine. A seguito di una analisi della letteratura scientifica e di un'analisi dei prodotti disponibili sul mercato sono stati determinati i principali parametri tecnici di interesse per l'implementazione nel modello di ottimizzazione. I dati sono riportati in Tabella 1.

Tabella 1: Parametri tecnici per le principali tipologie di accumulo analizzate [2-4]

Tecnologia	Efficienza elettrica di round-trip (%)	n°Cicli vita	Vita calendariale (anni)	TRL
Supercapacitori	90	1000000	16	8
Batterie Li-Ion (LiFePO4)	88-95	2000-4000	10	9
Flow Battery	70-80	10000-20000	15	7
Lead Acid Batteries	70	500-2000	2-3	8
PEMFC + Elettrolizzatore PEM	40-50	-	5-15	7
SOFC/SOEC	38-56	-	5-15	7

3.3.3. CICLI DI VITA DEI DIVERSI SISTEMI DI STORAGE

La durata di una batteria per accumulo stanziale a ciclo profondo varia in misura considerevole a seconda di come viene utilizzata, della manutenzione che riceve, di come viene caricata, della temperatura di esercizio e, soprattutto, della sua qualità. Le batterie a ciclo profondo sono progettate per fornire buone prestazioni per vari anni, purché usate e mantenute in modo appropriato. Per mantenere la durata elevata si deve evitare la sovraccarica: se si fornisce energia alla batteria anche dopo che questa si è caricata, la si danneggia. Pertanto, il Battery Management System (BMS) che controlla la carica e la scarica delle batterie deve essere regolato con precisione. Anche se le batterie a ciclo profondo possono venire scaricate notevolmente, non è bene lasciarle scariche per parecchi giorni, bensì è necessario ricaricarle piuttosto rapidamente. Infine, è anche raccomandabile di evitare l'esposizione delle batterie a temperature troppo calde o fredde.

Uno degli aspetti più influenti per la durata del ciclo vita sono il n° e le modalità con cui avvengono i cicli di carica e scarica. Le batterie possono avere cicli "superficiali", cioè con una scarica compresa fra il 10% ed il 15% della loro capacità totale, o cicli "profondi" fino al 50% od all'80%. Le batterie del primo tipo sono progettate per fornire diverse centinaia di ampere per pochi secondi, per poi passare alla ricarica. Tali dispositivi non sono adatti per creare un sistema di accumulo negli impianti fotovoltaici o smart-grid. Le batterie a ciclo profondo, invece, forniscono pochi ampere per ore prima di venire ricaricate, e sono capaci di numerosi cicli profondi. Per questa ragione si adattano meglio alle esigenze di un sistema di accumulo stanziale, seppur anche in questo tipo d'impiego non sono assenti situazioni in cui sono utili brevi ricariche o scariche ad alta potenze. In questo senso potrebbe essere utile che nella smart-grid vi sia allacciato anche un accumulo con caratteristiche di carica e scarica di alta potenza.

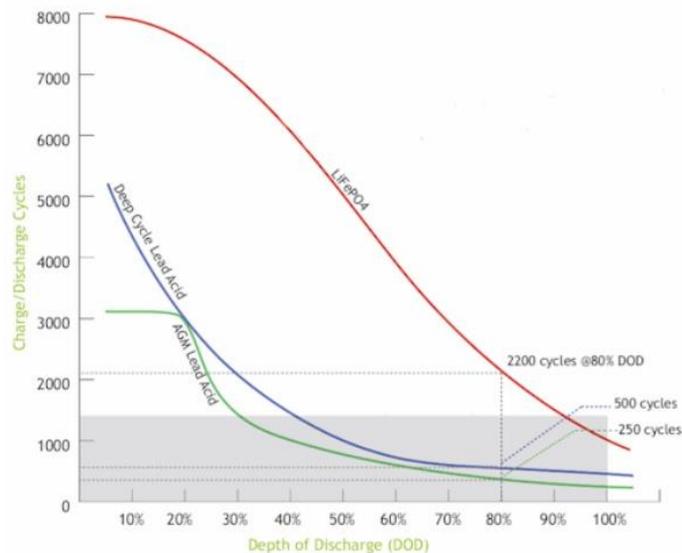


Figura 3: Numero di cicli di carica/scarica in funzione della profondità di scarica per alcune tipologie di batterie

In Figura 3 è rappresentato il numero di cicli di carica/scarica in funzione della profondità di scarica per due tipologie di batterie al piombo (deep cycle e AGM) e per una batteria agli ioni di Litio (nello specifico una batteria Litio Ferro Fosfato - LiFePO₄). Le batterie al piombo hanno mediamente circa 250 cicli di carica/scarica a DoD 80%, che diventano 1200-2000 se si contiene la profondità di scarica al 30%. Le batterie LiFePO₄ hanno mediamente una vita di 2000-5000 cicli di scarica a DoD 80%, che diventano 6000 se si contiene la profondità scarica al 30%. Le batterie al piombo accettano generalmente scariche fino al 50%. Pertanto, si devono sovradimensionare per ottenere una durata maggiore. Le batterie gel hanno un tempo di vita superiore delle batterie AGM mentre le batterie agli ioni di Litio presentano una durata piuttosto elevata anche se sottoposte a scariche profonde.

Nella Figura 4 si confrontano le diverse tecnologie di accumulo sulla base del numero di cicli e dell'energia specifica. Risulta evidente che i supercapacitori pur presentando un elevato numero di cicli hanno una bassa densità di energia: questi sistemi di accumulo sono difatti utilizzati principalmente per applicazioni di potenza nelle quali il parametro più importante è la densità di potenza che per i supercapacitori risulta molto elevata (800-7000 W/kg). Le batterie a flusso invece sono caratterizzate da un numero di cicli elevato ma da basse densità di energia, al contrario invece per batterie agli ioni di Litio presentano un numero cicli in genere più contenuto ma alte densità di energia.

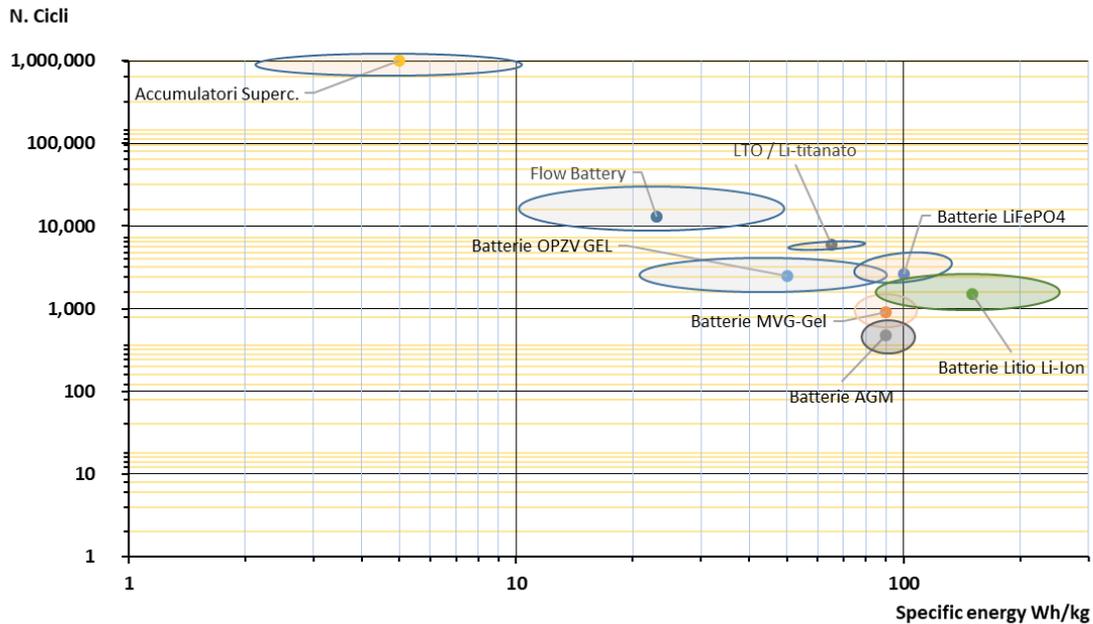


Figura 4: Confronto tra tecnologie di accumulo: numero di cicli di carica/scarica in funzione dell'energia specifica

3.3.4. DEFINIZIONE DEI PARAMETRI DI COSTO CONNESSI AI SISTEMI DI STORAGE

In Tabella 2 e

Tabella 3 sono riassunte le principali figure di merito per le tecnologie di accumulo descritte in questa sede. Oltre ai range di energia e potenza specifica, si riportano indicazioni di costi di investimento per unità di energia o potenza, assieme al costo normalizzato sul numero di cicli a fine vita delle varie tecnologie [2-8]. I dati per i sistemi di accumulo basati su idrogeno (che includono celle a combustibile, elettrolizzatori e sistema di accumulo di idrogeno) sono riportati in termini di costo per unità di potenza al posto che per unità di energia.

Tabella 2: Parametri energetici e di costo per le principali tecnologie di accumulo elettrochimico ed elettrostatico [2-4]

Tecnologia	Energia specifica Wh/kg	Potenza specifica W/Kg	n° cicli vita	€/kWh	€/kWh/ciclo
Supercapacitori	2-10	800-7000	1,000,000	€ 20,000	€ 0.0200
Batterie AGM-VRLA	80-110	5-100	480	€ 230	€ 0.4792
Batterie Gel-VRLA	35-50	5-80	900	€ 250	€ 0.2778
Batterie Li-Ion (LiFePO ₄)	90-120	300-600	3,000	€ 800	€ 0.2667
Batterie Li-Ion (NMC)	100-260	70-600	1,000-2,000	€ 750	€ 0.5000
Batterie OPZV GEL	30-90	35-50	2,500	€ 230	€ 0.0920
Flow Battery	20-50	50-150	12,000	€ 800	€ 0.0667
LTO / Li-titanato	50-85	500-800	6,000	€ 950	€ 0.1583

Tabella 3: Parametri energetici e di costo per i principali sistemi di accumulo basato su idrogeno [5-8]

Tecnologia	Energia specifica Wh/kg	Potenza specifica W/Kg	Ore operative	€/kW	€/kW/ciclo
PEM + Elettrolizzatore	800-10000	>500	50,000	€ 1,300	€ 0.0260
SOFC/SOEC	800-10000	>500	5000-15000	€ 7,000	€ 1.4 - 0.4667

In Figura 5 sono illustrati i costi di investimento per unità di energia dei sistemi di accumulo elettrochimico. È evidente che i costi delle batterie al piombo VRLA sono nettamente inferiori rispetto alle altre tecnologie tuttavia presentano un numero di cicli di vita ben inferiore il costo per kWh per ciclo risulta simile a quelle delle batterie agli ioni di Litio. Le batterie agli ioni di Litio più comunemente usate per lo stoccaggio stazionario in ambito residenziale (LiFePO₄ e NMC) presentano un costo piuttosto elevato (~ 800 €/kWh) e un numero di cicli di vita pari a circa 2000. Il costo di questi sistemi è in continuo calo grazie alla realizzazione di economie di scala. Inoltre l'ingresso nel mercato di veicoli elettrici favorirà la diffusione di sistemi di accumulo basati su batterie Li-ion second life (recuperate dai veicoli elettrici); ciò permetterà un'ulteriore riduzione del costo di questi sistemi con ben evidenti vantaggi ambientali. Si evidenzia inoltre che le batterie a flusso presentano un elevato numero di cicli di vita (superiore a 10'000) ed un costo attualmente simile a quello delle batterie agli ioni di Litio. Risulta quindi evidente che il costo per kWh per ciclo delle flow battery è particolarmente interessante. Questi sistemi trovano applicazione in particolare in installazioni di grande taglia per il supporto della rete elettrica ma sono presenti sul mercato anche soluzioni destinate al mercato residenziale e commerciale (si citano a titolo di esempio di sistemi prodotti da RedFlow e UniEnergy Technologies).

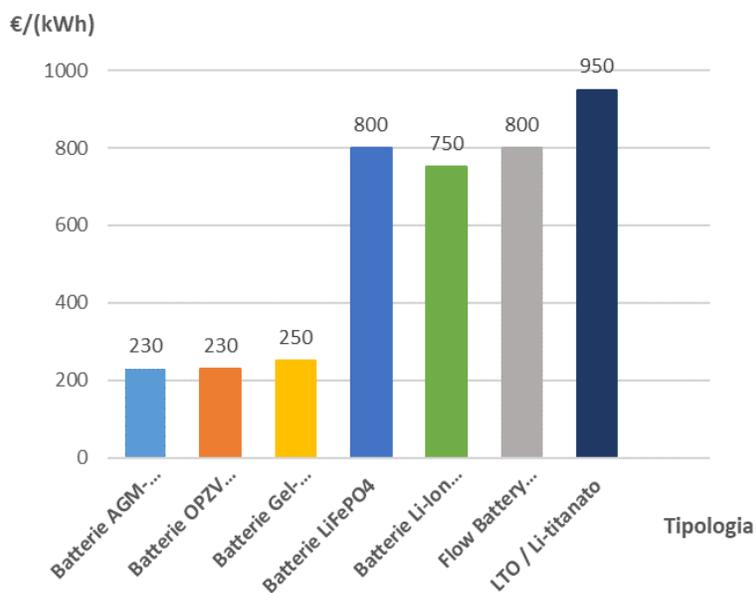


Figura 5: Costi di investimento per unità di energia dei sistemi di accumulo elettrochimico

In Tabella 2 sono riportati costi operativi e di manutenzione (Operation & Maintenance) fissi e variabili per diversi sistemi di accumulo. Al di fuori dei supercapacitori, i quali in termini di costi fissi risultano particolarmente meno dispendiosi, le altre tecnologie presentano costi di O&M pressoché identici.

Tabella 2: Costi operativi e di manutenzione per diverse tipologie di accumulo: costi fissi per unità di potenza per anno e variabili per unità di energia prodotta o accumulata [4]

Tecnologia	costi O&M fissi (€/kW/anno)	costi O&M variabili (cents€/kWh)
Supercapacitori	0.9	0.027
Batterie Litio Li-Ion	9	0.027
Flow Battery (VRB)	9	0.027
Lead Acid Batteries	9	0.027

4. MODELLI MATEMATICI

4.1. MODELLO 1 - MODELLO DI SELEZIONE DI STORAGE PER SINGOLE CLASSI DI PROSUMER

Si assume che i diversi prosumers afferenti alla coalizione siano suddivisi in classi omogenee in relazione alla loro natura (residenziali, commerciali, industriali) e ai profili di carico richiesti. La Figura 9 mostra la schematizzazione di un tipico prosumer residenziale dotato di un sistema di generazione da rinnovabile (in particolare pannello fotovoltaico).

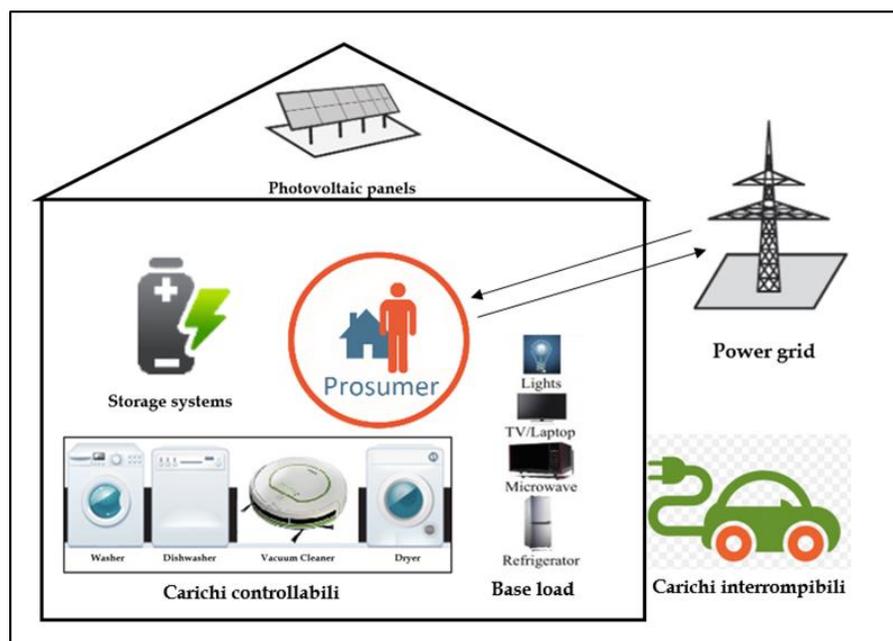


Figura 6: Smart Prosumer Residenziale

Il prosumer residenziale tipo è di tipo smart, ovvero in grado di reagire ai segnali di prezzo schedulando in maniera ottimale i carichi flessibili. In particolare, si assume che questi ultimi siano di due tipi:

- f) *shiftabili* (come ad esempio, lavatrice, lavastoviglie, asciugatrice), ovvero carichi che possono essere schedulati in maniera flessibile a patto che siano conclusi all'interno di una data finestra temporale definita dall'utente
- g) *interrottibili* (veicolo elettrico), ovvero carichi flessibili che a differenza di quelli shiftabili possono essere interrotti a patto che siano conclusi all'interno di una data finestra temporale definita dall'utente.

Ovviamente la presenza di carichi flessibili, oltre al base load che non può essere controllato, consente al prosumer di conseguire interessanti risparmi, scegliendo di attivare tali carichi durante le ore del giorno in cui il costo dell'energia è inferiore.

Il prosumer si trova a valutare la possibilità di installare presso la propria abitazione un sistema di storage di dimensione opportuna in modo da ottimizzare l'utilizzo dell'energia prodotta da fonte rinnovabile che potrà essere così conservata nelle ore del giorno in cui la richiesta è inferiore o il prezzo di acquisto dell'energia in inferiore per essere poi utilizzata in altre ore del giorno. La scelta del sistema di storage ottimale ricade tra un ventaglio di possibili configurazioni tipologia di storage – taglia dello storage.

La scelta della taglia ottimale deve essere effettuata considerando la minimizzazione dei costi complessivi legati all'acquisto e alla manutenzione del sistema di accumulo selezionato tenendo in considerazione i risparmi in termini di costi di approvvigionamento dell'energia dall'aggregazione e gli eventuali guadagni legati alla vendita dell'energia in eccesso. Il modello proposto è di tipo dinamico e considera un orizzonte di pianificazione suddiviso in giornate tipo e per ogni giornata un time step orario.

In sintesi, le decisioni del **Modello 1** riguardano:

- il sizing del sistema di accumulo ritenuto più conveniente
- per ogni giornata tipo il profilo orario il funzionamento del sistema di accumulo
- la quantità da acquistare o vendere per ogni ora
- la schedulazione dei carichi flessibili.

Il modello proposto è stato formulato considerando il paradigma della programmazione stocastica in modo da tenere in esplicita considerazione l'incertezza dei dati di input del problema, relativi principalmente alla produzione da fonti rinnovabili e al carico di base, entrambi non prevedibili con esattezza. La scelta del paradigma di modellazione a due stadi è stata suggerita dalla natura del problema. Le variabili di primo stadio si riferiscono alla decisione sulla taglia ottimale. Tali decisioni, da prendere "here and now", devono risultare ottime qualsiasi sia la realizzazione futura dei parametri aleatori. Le decisioni di secondo stadio si riferiscono al funzionamento del sistema di accumulo selezionato, e alle quantità di energia da acquistare e vendere per ogni ora di ciascuno giorno tipo. Si fa notare che nel modello proposto le decisioni relativi alla schedulazione dei carichi flessibili sono considerate come decisioni di primo stadio essendo legate al soddisfacimento di una domanda deterministica.

Nel seguito si assume che, sulla base di uno studio preliminare la tipologia di batterie al litio sia quella più idonea per il prosumer tipo. Inoltre, si assume che un set di taglie eleggibili sia stato preventivamente individuato. Il modello può essere tuttavia facilmente esteso in modo da considerare la scelta della tipologia quale ulteriore variabile di decisione.

Di seguito si riporta la formulazione matematica del modello matematico proposto con i relativi indici, variabili e parametri utilizzati.

Insiemi

G	Insieme dei giorni tipo $g = 1...G$
H	Insieme delle ore in un giorno tipo $h = 1...H$
A	Insiemi di carichi shiftabili $a=1...A$
J	Insieme di carichi interrompibili $j=1...J$
M	Insieme delle taglie “eleggibili” $m = 1...M$
S	Insieme dei possibili scenari $s = 1...S$

Parametri

Parametri relative ai carichi

$[l(a); u(a)]$	Finestra temporale di attivazione del carico programmabile a
C_a	Consumo orario del carico programmabile
T_a	Numero di ore di durata del carico programmabile
$[l(j); u(j)]$	Finestra temporale di attivazione del carico interrompibile j
C_j	Consumo orario del carico interrompibile
T_j	Numero di ore di durata del carico interrompibile

Parametri sistema di storage

η_{stom}	Efficienza dello storage di taglia m
η_{cham}	Efficienza di carica (charging) dello storage di taglia m
η_{dism}	Efficienza di scarica (discharging) dello storage di taglia m
Z_m	Stato dell’energia iniziale presente nello storage di taglia m
Soc_{min}^m	Frazione di carica minima storage di taglia m

Soc_{max}^m	Frazione di carica massima storage di taglia m
C_m	Capacità dello storage di taglia m
p_{hg}^s	Costo acquisto di un kWh nell'ora h nella giornata tipo g sotto lo scenario s
W_{hg}^s	Prezzo di vendita di un kWh elettrico nell'ora h nella giornata tipo g sotto lo scenario s
D_{hg}^s	Carico di base nell'ora h nella giornata tipo g sotto lo scenario s
R_{hg}^s	Energia prodotta dai PV nell'ora h nella giornata tipo g sotto lo scenario s
π^s	Probabilità accadimento scenario s

Variabili di primo stadio

Variabili Binarie

S_m	Selezione dello storage di taglia m
g_h^a	Start-up del carico programmabile a all'ora h nella giornata tipo g
Y_h^j	Stato (acceso/spento) del carico interrompibile j all'ora h nella giornata tipo g

Variabili di supporto

p_{jhg}	Energia richiesta dal carico j nell'ora h nella giornata tipo g
p_{ahg}	Energia richiesta dal carico schedulabile a nell'ora h nella giornata tipo g

Variabili di secondo stadio (definite per ogni scenario s)

x_{hg}^s	Energia da acquistare nell'ora h nella giornata tipo g
y_{hg}^s	Energia da vendere nell'ora h nella giornata tipo g
$Soc_{hold}^{h,m,g,s}$	Stato di carica dello storage di taglia m nell'ora h nella giornata tipo g
$\psi_{h,m,g}^s$	Energia da immettere nello storage m nell'ora h nella giornata tipo g

$\omega_{h,m,g}^S$ Energia fornita allo storage m nell'ora h nella giornata tipo g

Vincoli

I vincoli del modello includono vincoli di selezione della taglia ottimale, vincoli di bilancio energetico e vincoli operativi.

Vincoli di selezione

Il modello impone che presso il singolo prosumer possa essere installata al massimo un sistema di storage di una data taglia:

$$\sum_{m=1}^M S_m \leq 1 \quad (1)$$

Vincoli di storage

I vincoli di seguito riportanti modellano il funzionamento del sistema di storage, legando il livello di carica tra ore successive dello stesso giorno, considerando le quantità immesse e prelevate decurtate delle perdite, rappresentate tramite i parametri η .

Per la prima ora di ogni giorno lo stato di carica dipende dal livello di carica inizialmente presente nella batteria rappresentato dal parametro Z_m .

Per modellare la contiguità tra giorni successivi all'interno dello stesso modello, si impone che il livello di energia presente all'ora 24 di qualsiasi giorno tipo (inteso come le quattro stagioni estate, primavera, inverno, autunno) sia uguale al livello di energia iniziale dello storage utilizzato, ovvero a fine giornata tipo il livello di energia presente nello storage deve essere sempre riportato ad una soglia stabilita inizialmente, scelta in maniera funzionale allo stato di carica minimo e utilizzato per gestire la contiguità tra i giorni di giornate tipo differenti. Infine, la quantità di energia stoccata deve soddisfare determinati vincoli di upper e lower bound che dipendono dalla taglia selezionata.

$$SOC_{hold}^{h,m,g,s} = \eta_{stom} * SOC_{hold}^{h-1,m,g,s} + \eta_{cham} * \omega_{h,m,g}^S - \frac{\omega_{h,m,g}^S}{\eta_{dism}} \quad \forall h,g,m,s \quad h > 1 \quad (2)$$

$$SOC_{hold}^{h,m,g,s} = S_m Z_m + \eta_{cham} * \omega_{h,m,g}^S - \frac{\omega_{h,m,g}^S}{\eta_{dism}} \quad \forall h=1, \forall g,m,s \quad (3)$$

$$SOC_{hold}^{h=24,m,g,s} = Z_m * S_m \quad h = 24 \quad \forall g, m, s \quad (4)$$

$$Soc_{hold}^{h,m,g,s} \geq Soc_{min}^m * C_m * S_m \quad \forall h, g, m, s \quad (5)$$

$$Soc_{hold}^{h,m,g,s} \leq Soc_{max}^m * C_m * S_m \quad \forall h, g, m, s \quad (6)$$

Bilanciamento elettrico

Il vincolo di bilanciamento elettrico (7) impone il bilanciamento tra la quantità di energia in entrata e in uscita. La quantità di energia in uscita è uguale alla quantità di energia necessaria per soddisfare sia il fabbisogno energetico di base load sia quello dei carichi sia programmabili che interrompibili. Vi si aggiunge la quantità di energia necessaria per caricare il sistema di accumulo selezionato a cui si aggiunge l'energia che viene immessa nella rete per poter essere venduta.

In entrata, invece, si ha la quantità di energia ottenuta dalla produzione da fotovoltaico, a cui si aggiunge l'energia che si preleva dalla rete per soddisfare la domanda, più l'energia che si preleva dallo storage.

$$D_{hg}^s + \sum_{a=1}^A p_{ahg} + \sum_{j=1}^J p_{jhg} + \sum_{m=1}^M \omega_{h,m,g}^s cha + y_{hg}^s = R_{hg}^s + x_{hg}^s + \sum_{m=1}^M \omega_{h,m,g}^s dis \quad (7)$$

Carichi programmabili

Il fabbisogno di energia richiesto per soddisfare la domanda di carico flessibile deve essere uguale al prodotto tra il consumo orario di quel carico e le ore in cui quel carico risulta essere attivo, pertanto la variabile binaria associata all'attivazione del carico programmabile assumerà valora uguale ad 1 nell'intervallo definito. Il vincolo (9) impone che al difuori dell'intervallo di attivazione l'energia richiesta dal carico a nell'ora h in una giornata tipo g sarà uguale a 0, mentre il vincolo (4) impone che ogni carico programmabile deve essere attivato all'interno della sua finestra temporale, definita in base alle tipiche esigenze di un utente residenziale. In fase di Dimostratore, tali finestre temporali saranno quelle realmente espresse dall'utente che usufruisce del servizio.

$$p_{ahg} = C_a * \sum_{k=h-T_a+1}^h g_k^a \quad \forall a, g \quad \forall h \in [l(a); u(a)] \quad (8)$$

$$p_{ahg} = 0 \quad \forall a, g \quad \forall h \notin [l(a); u(a)-T_a+1] \quad (9)$$

$$\sum_{h=l(a)}^{u(a)-T_a+1} g_h^a = 1 \quad \forall a, g \quad (10)$$

Carichi interrompibili

Analogamente ai vincoli sui carichi programmabile vi sono gli stessi vincoli per la tipologia di carico interrompibile (11), (12) e (13). La sola differenza riguarda il vincolo (13) che implica, poiché il carico potrebbe essere schedato in ore diverse non consecutive, il numero di ore di funzionamento sia uguale al numero di ore richieste dal carico interrompibile.

$$p_{jhg} = C_j * \gamma_{hg}^j \quad \forall j, g, \forall h \in [l(j); u(j)] \quad (11)$$

$$p_{jhg} = 0 \quad \forall j, g, \forall h \notin [l(j); u(j)] \quad (12)$$

$$\sum_{h=l(j)}^{u(j)} \gamma_{hg}^j = T_j \quad \forall j, g \quad (13)$$

Funzione obiettivo

La funzione obiettivo (14) del modello ha lo scopo di minimizzare il valore atteso tra i costi totali dati dalla somma dei costi di investimento relativi all'acquisto dello storage, quelli di manutenzione del sistema ed i costi di approvvigionamento dell'energia dal mercato al netto dei possibili guadagni derivanti dalla vendita della quantità di energia in eccesso.

$$(14) \quad \text{Min } Z = \sum_s \pi^s * [(\sum_{g=1}^G \text{days}(g) * \sum_{h=1}^H p_{hg}^s x_{hg}^s + \sum_{m=1}^M (S_m * \text{costospecifico}_m \text{CFR}_m)) + \sum_{g=1}^G \text{days}(g) * \sum_{h=1}^H OM_{h,m,g} (\omega_{h,m,g}^s \text{cha} + \omega_{h,m,g}^s \text{dis})) - (\sum_{g=1}^G \text{days}(g) * \sum_{h=1}^H W_{hg}^s y_{hg}^s)]$$

Nella funzione obiettivo, $\text{days}(g)$ indica il numero di giorni simili per giornata tipo g , mentre costospecifico_m indica il costo di acquisto dello storage (funzione della taglia) epurato dallo sgravio degli incentivi (fino al 50% in 10 anni del costo di acquisto stesso), e moltiplicato per un fattore di recupero CFR_m , calcolato utilizzando la formula seguente:

$$\text{CFR}_m = r * (1 + r)^{N_m} / [(1 + r)^{N_m} - 1]$$

dove r un tasso di interesse e N_m la vita utile dello storage selezionato. OM sono i costi di manutenzione del sistema assunti invarianti rispetto alla taglia. Le altre componenti della funzione obiettivo, *rappresentano* i costi di approvvigionamento annuali e $\sum_{g=1}^G \text{days}(g) * \sum_{h=1}^H W_{hg}^s y_{hg}^s$ gli eventuali guadagni.

4.2. MODELLO 2 - MODELLO DI SELEZIONE DI STORAGE STAGIONALI

La soluzione del **Modello 1** fornirà oltre alla dimensione ottimale del sistema di storage, anche le quantità di energia elettrica che i prosumer di una data classe richiederanno e/o immetteranno nell'aggregazione per ogni ora di ciascun giorno tipo sotto ogni scenario. Tali dati, opportunamente rielaborati, rappresentano parte dei dati di input del **Modello 2**.

In particolare:

1. le quantità richieste da ciascuna classe di prosumer per ogni ora h dei diversi giorni tipo g saranno aggregate per settimane t e una volta mediati saranno usati per definire la domanda di energia (i consumi) dell'aggregazione nella sua totalità; in termini numerici la somma mediata delle x_{hg}^s (energia da acquistare nell'ora h nella giornata tipo g), output del Modello 1, sarà ripartita per 52 settimane e diventerà la D_t^s ovvero la domanda complessiva della settimana t sotto lo scenario s del **Modello 2**
2. le quantità vendute all'aggregazione da ciascuna classe di prosumer per ogni ora di ciascun giorno tipo saranno aggregate per settimana t e verranno considerate come quota parte dell'energia a disposizione (in aggiunta alla produzione da rinnovabile di pannelli propri della comunità) dell'aggregazione; in termini numerici la somma mediata delle y_{hg}^s (energia da vendere nell'ora h nella giornata tipo g), output del Modello 1, sarà ripartita per 52 settimane e diventerà la Y_t^s ovvero la quantità di energia immessa dai prosumers nella settimana t sotto lo scenario s del Modello 2
3. A partire dai valori medi di entrambe le quantità sono generate attraverso opportune tecniche di simulazione Monte Carlo [2] di scenari plausibili.

La sostanziale differenza tra i due modelli sta nella granularità e complessità computazionale, che risulta molto maggiore nel **Modello 1**, che prevede anche lo scheduling ottimale delle risorse. Pertanto, seppure entrambe le formulazioni hanno valenza generale, il Modello 1 prevede di considerare le diverse tipologie di accumulo e relative size una per volta, con diversi *Run*, in quanto, come detto, la complessità computazionale è molto maggiore a causa dello scheduling, mentre il **Modello 2** considera già diverse tipologie di storage e confronta le diverse size, direttamente, in un solo *Run*, grazie ad una modellazione matematica più snella che ne limita la complessità computazionale rispetto al **Modello 1**. Si precisa, inoltre, che il **Modello 1** ha previsto una conduzione di test (vedasi **paragrafo 6.3.1**) con i dati disponibili di batterie a Litio, scelta dovuta alla disponibilità di dati reali di tale tipologia di storage in questa fase di progetto, sia perché le batterie a Litio sono considerate una tecnologia più matura ed efficiente per il prosumer tipo del **progetto ComESTo**. In fase di Dimostratore, invece, saranno condotti e riportati ulteriori piani di test e risultati delle tecnologie risultanti mature per gli obiettivi progettuali.

Fatta tale precisione, di seguito, si specifica il **Modello 2** in termini di parametri, variabili, vincoli e funzione obiettivo.

Insiemi

T	Insieme delle settimane dell'orizzonte di pianificazione $t=1,..T$
K	Insieme delle tipologie di sistemi di storage $k=1,..K^2$
$I(k)$	Dimensioni della tipologia di storage k
S	Insieme degli scenari $s=1,..S$

Parametri

D_t^s	Domanda complessiva della settimana t sotto lo scenario s
R_t^s	Produzione da rinnovabile complessiva della settimana t sotto lo scenario s
Y_t^s	Quantità di energia immessa dai prosumers nella settimana t sotto lo scenario s
G_t^s	Prezzo di acquisto unico nazionale relativo alla settimana t sotto lo scenario s
H_t^s	Prezzo di vendita zonale relativo alla settimana t sotto lo scenario s
C_{ki}	Costo di ammortamento del sistema di accumulo di tipo k di dimensione i
OM_{ki}	Costo di manutenzione del sistema di accumulo k di dimensione i
P_{ki}	Capacità del sistema di accumulo k di dimensione i
f_iUB_{ki}	Coefficiente di funzionamento massimo del sistema di accumulo k di dimensione i
f_iLB_{ki}	Coefficiente di funzionamento minimo del sistema di accumulo k di dimensione i
$ISOC_{ki}$	Livello iniziale di energia presente nel sistema di storage k di dimensione i
η_{ki}	Livello di efficienza del sistema di accumulo k di dimensione i
ηIN_{ki}	Rendimento in fase di carica del sistema di accumulo k di dimensione i
ηOUT_{ki}	Rendimento in fase di scarica del sistema di accumulo k di dimensione i

Variabili

Z_k	Variabile binaria relativa alla scelta tipologia k di sistema di accumulo
x_{ki}	Variabile binaria relativa dimensione i del sistema di accumulo k
SOC_{kit}	Stato di carica del sistema di accumulo k di dimensione i nella settimana t
SIN_{kit}	Quantità di energia caricata nel sistema di accumulo k di dimensione i nella settimana t
$SOUT_{tig}$	Quantità di energia scaricata dal sistema di accumulo k di dimensione i in settimana t
B_t^s	Quantità di energia da acquistare sul mercato nella settimana t sotto lo scenario s
W_t^s	Quantità di energia da vendere sul mercato nella settimana t sotto lo scenario s

² Sono state considerate quattro tipologie di sistemi di storage: Litio (LiFePO₄), Flow Battery, Lead Acid Batteries (GEL), Idrogeno (accumulo basato su PEMFC e PEMWE)

Vincoli

- Bilancio complessivo energia

$$D_t^s + W_t^s + \sum_k \sum_i SIN_{kit} = R_t^s + Y_t^s + B_t^s + \sum_k \sum_i SOUT_{kit} \quad \forall t, s$$

- Vincolo sulla capacità massima di acquisto sul MGP

$$B_t^s \leq D_t^s \quad \forall t, s$$

- Bilancio energetico sistemi di accumulo

$$SOC_{kit} = ISOC_{ki}x_{ki} + \eta IN_{ki}SIN_{kit} - \frac{SOUT_{kit}}{\eta OUT_{ki}} \quad \forall k, i, \text{ per } t = 1$$

$$SOC_{kit} = \eta_{ki}SOC_{kit-1} + \eta IN_{ki}SIN_{kit} - \frac{SOUT_{kit}}{\eta OUT_{ki}} \quad \forall k, i, \forall t > 1$$

$$SOC_{kit} = ISOC_{ki}x_{ki} \quad \forall k, i, \text{ per } t = 52$$

- Vincoli di capacità dei sistemi di accumulo

$$fiLB_{ki}P_{ki}x_{ki} \leq SOC_{ki} \leq fiUB_{ki}P_{ki}x_{ki} \quad \forall k, i, g$$

- Selezione della dimensione i per ogni tipologia di accumulo k

$$\sum_i x_{ki} \leq 1 \quad \forall k$$

- Limite sul numero di tipologie di sistemi di accumulo k selezionabili

$$\sum_k z_k \leq M$$

- Vincoli logici per ogni tipologia di accumulo k e di dimensione i

$$x_{ki} \leq z_k \quad \forall k, i$$

Funzione obiettivo

L'obiettivo del modello è la minimizzazione del valore atteso dei costi totali

$$\min z = \sum_{s \in S} \pi^s (C^{MKT,s}) + C^{STO} + C^{Prosumer} - R^{Prosumer}$$

$$C^{Mkt,s} = \sum_t (G_t^s B_t^s - H_t^s W_t^s) \quad \forall s$$

$$C^{STO} = \sum_k \sum_i C_{ki} x_{ki} + \sum_k \sum_i \sum_g OM_{ki} (SIN_{kit} + SOUT_{kit})$$

$$C^{Prosumer} = \sum_s \pi^s \sum_t Y_t^s T_{ven}$$

$$R^{Prosumer} = \sum_s \pi^s \sum_t D_t^s T_{acq}$$

dove T_{vent} e T_{acqt} indicano le tariffe (settimanali) alle quali l'energia viene venduta e pagata ai singoli prosumer dell'aggregazione.

Si fa osservare che entrambi i modelli proposti sono formulati assumendo che i decisori abbiamo una posizione di neutralità nei confronti del rischio. Entrambi presentano infatti il valore atteso. I modelli possono essere facilmente estesi in modo da considerare una componente di rischio, quale ad esempio il CVaR per un dato valore di affidabilità. In tale caso il CVaR calcola il valore atteso dei costi calcolato sul $(1-\beta)$ percento dei casi peggiori:

$$CVaR_\beta = VaR_\beta - \frac{1}{1-\beta} \sum_{s \in S} \pi^s [VaR_\beta - (C^s)]_+$$

dove la funzione VaR_β indica il Value at Risk.

Attraverso facili passaggi, il termine $[VaR_\beta - (C^s)]$ può essere linearizzato attraverso le variabili

$$\begin{aligned} \gamma^s &\geq VaR_\beta - (C^s) && \forall s \\ \gamma^s &\geq 0 && \forall s \end{aligned}$$

Il modello complessivo appartiene alla classe dei modelli di Programmazione Lineare con variabili *mixed-integer*. Visti i parametri in gioco, la dimensione di istanze reali del problema non dovrebbe essere eccessivamente elevata, a meno di non voler utilizzare un numero di scenari particolarmente elevato.



5. VALIDAZIONE E SPERIMENTAZIONE

In questa sezione, sono presentati e discussi i risultati ottenuti su un caso di studio reale finalizzato ad approfondire l'approccio proposto in modo da fornire approfondimenti sulla gestione ottimale delle risorse coinvolte nell'aggregazione.

5.1. AMBIENTE DI SVILUPPO

In particolare, il codice implementato integra MATLAB R2015b per la generazione dello scenario e le fasi di aggiornamento dei parametri e GAMS 24.7.42 come sistema di modellazione algebrica, con CPLEX 12.6.13 come solutore dei problemi di ottimizzazione lineari descritti. Tutti i test sono stati eseguiti su un PC Intel Core I7 (2,5 GHz) con 16 GB di RAM DDR4. Le validazioni dei modelli proposti, una volta introdotto il caso di studio reale, sono state eseguite con stress test con un ampio studio di sensibilità e analisi fuori campione.

5.2. DEFINIZIONE CASE STUDY

Per sperimentare e validare la bontà dei modelli di ottimizzazione individuati, è stato identificato un case study tipico per ognuno dei due modelli su cui realizzare la sperimentazione. In particolare, per il **Modello 1**, come dati di input relativi ai profili orari di carico elettrico e ai profili orari di irradianza sono stati definiti quelli rilasciati nei **paragrafi 4.1-4.2** per ognuna delle giornate tipo considerate e per diverse famiglie tipo prese in esame. Siccome inoltre, al variare di diverse tecnologie di storage, in considerazione dei costi di acquisto e operatività del sistema di accumulo, il **Modello 1** identificherà quale sia la taglia ideale per la diversa tipologia di storage considerata, si è scelto di condurre in prima battuta le analisi solo sulle batterie a Litio, considerate quelle più favorevoli ad essere installate presso un prosumer tipo quali una famiglia residenziale, essendo inoltre una tecnologia più matura ed efficiente in un contesto di storage giornalieri. Tuttavia, si precisa che la caratterizzazione della formulazione matematica ha valenza generale, prevede difatti vincoli e parametri tecnologici generalizzati, ed in fase di **Dimostratore**, sulla scorta dei risultati di altri obiettivi realizzativi, ove verranno analizzati costi e benefici di diverse tipologie di storage, potranno essere condotti ulteriori test raccogliendo i dati reali presenti nella coalizione.

Per quanto concerne invece il **Modello 2**, invece, si è tenuto in conto la possibilità di scegliere, in ambito di dimensionamento “stagionale” dei sistemi di accumulo, diverse tipologie di storage per come definito nel **paragrafo 4.3**. In particolare, sono state considerate le seguenti quattro tipologie di sistemi di storage: Litio (LiFePO4), Flow Battery, Lead Acid Batteries (GEL), Idrogeno. Per l'idrogeno è stato

considerato un sistema di accumulo in pressione basato su cella a combustibile e elettrolizzatore di tipo PEM. Sono così stati considerati tutti i parametri tecnologici e operazionali, dai rendimenti, ai range di funzionamento, fino ad eventuali vincoli di rampa e i costi di acquisto e manutenzione, forniti dal partner FBK. Il case study è stato infine costruito su 2000 utenti così distribuiti:

- n. 250 prosumer di media taglia
- n. 600 prosumer di piccola taglia
- n. 1000 consumer
- n. 50 prosumer commerciale

I risultati sono riassumibili come riportato nelle successive sezioni.

5.3. ANALISI DEI RISULTATI

5.3.1. ANALISI RISULTATI MODELLO 1

Sono stati considerati due diverse configurazioni di prosumer: il primo rappresenta una famiglia con consumi standard con una potenza impegnata di 3kW, mentre nel secondo caso è stato trattato il prosumer come se fosse una famiglia numerosa con potenza impegnata di 6kW di conseguenza con consumi in base load decisamente maggiori. Nello specifico, i valori previsti della domanda giornaliera complessiva di base load, per ogni stagione, sono i seguenti:

- 10,91 kWh per l'inverno;
- 8,67 kWh per la primavera;
- 9,48 kWh per l'estate;
- 6,43 kWh per autunno.

Si è inoltre supposto che ogni tipo di prosumer sia dotato di un pannello fotovoltaico con una potenza nominale di 3kW, la cui produzione giornaliera media, in base alla stagionalità, risulta essere la seguente:

- 5,00 kWh per l'inverno;
- 10,33 kWh per la primavera;
- 13,7 kWh per l'estate;
- 9,98 kWh per autunno.

Per quanto riguarda i carichi, sono stati considerati 3 dispositivi controllabili e 1 interrompibile, le cui caratteristiche sono riportate nella seguente Tabella 4.

Tabella 4: Parametri di funzionamento dei carichi considerati

	Device	Orario di comfort di attivazione [hh - hh]	Consumo orario del carico [kWh]	Durata oraria del carico [ore]
CONTROLLABILI	<i>Lavatrice</i>	16-23	1	1
	<i>Asciugatrice</i>	16-23	1,5	3
	<i>Lavastoviglie</i>	19-24	1,2	2
INTERROMPIBILI	<i>Veicolo elettrico</i>	01-07	2,3	3

Per quanto concerne invece i sistemi di storage, dalle analisi condotte nel presente rapporto tecnico, si evince come siano le batterie LiFePO₄ la tecnologia migliore da considerare per la selezione di sistemi di accumulo per singolo prosumer, ovvero lo standard per un uso domestico.

La Tabella 5 mostra i parametri di configurazione delle diverse taglie di sistema di accumulo presi in considerazione:

Tabella 5: Parametri di funzionamento dei sistemi di storage

Size [kWh]	Livello di energia iniziale [kWh]	Efficienza energia conservata ³	Efficienza energia di carica	Efficienza energia di scarica	Costo di acquisto [€]	Vita utile [anni]
1,9	0,4	~100%	95%	95%	1.500 €	10
3,8	0,8	~100%	95%	95%	2.200 €	10
5,7	1,6	~100%	95%	95%	2.800 €	10
7,6	2,4	~100%	95%	95%	3.750 €	10

È stata poi effettuata una generazione dello scenario, adottando la tecnica Monte Carlo (vedi [1]). La domanda complessiva e la produzione dal pannello fotovoltaico sono stati determinati a partire dai valori orari previsti e considerando variazioni casuali. Per tutti i casi di test, il numero di scenari è 500. Sono stati considerati diversi casi di test combinando diverse configurazioni di prosumers e produzioni stagionali in base alla stagionalità. Ad esempio, la Figura 7 riporta i valori attesi di produzione e domanda complessiva per ogni ora per il caso prosumer medio in una giornata estiva. Sono riportati anche i valori delle tariffe di acquisto e vendita dell'elettricità, noti in anticipo.

³ Le batterie LiFePO₄ presentano un'autoscarica mensile del 5%. Assumendo uno stoccaggio di energia di breve durata (giornaliero) è possibile assumere che l'energia conservata sia pari al 100%.

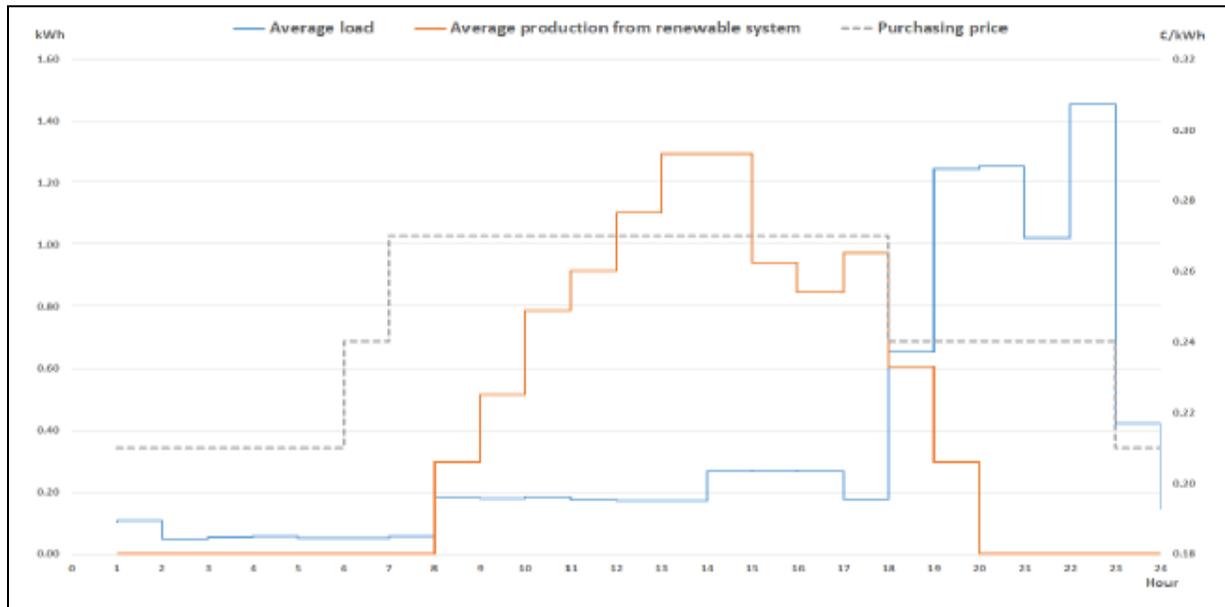


Figura 7: Produzione, livelli di domanda e prezzi di vendita per un prosumer tipo in un giorno estivo

La Figura 7 mostra chiaramente il disallineamento tra produzione oraria e domanda, che porta a un risultato economico di svantaggio per il prosumer: quando la domanda è superiore alla produzione rinnovabile, l'energia deve essere acquistata sul mercato dell'energia elettrica a un prezzo più alto rispetto la tariffa di vendita. Tuttavia, la possibilità di scegliere in modo efficace la corretta taglia di un sistema di accumulo e la possibilità di pianificare alcuni carichi (sia controllabili che interrompibili) può migliorare l'efficienza economica complessiva.

Ad esempio, una volta selezionata la taglia dello storage, lo scenario mostrato nella seguente Figura 8 evidenzia che la carica dello storage in un giorno tipo invernale avviene principalmente nelle prime ore mattutine per poi fornire picchi di energia nella fascia oraria (12-14). È reso noto come lo stato di carica a fine giornata risulti essere uguale allo stato di carica iniziale, rispettando i vincoli precedenti imposti. La fase di carica avviene principalmente nella fascia oraria in cui è necessaria energia per pareggiare il fabbisogno energetico dei diversi consumi, come da vincolo sul bilanciamento elettrico.

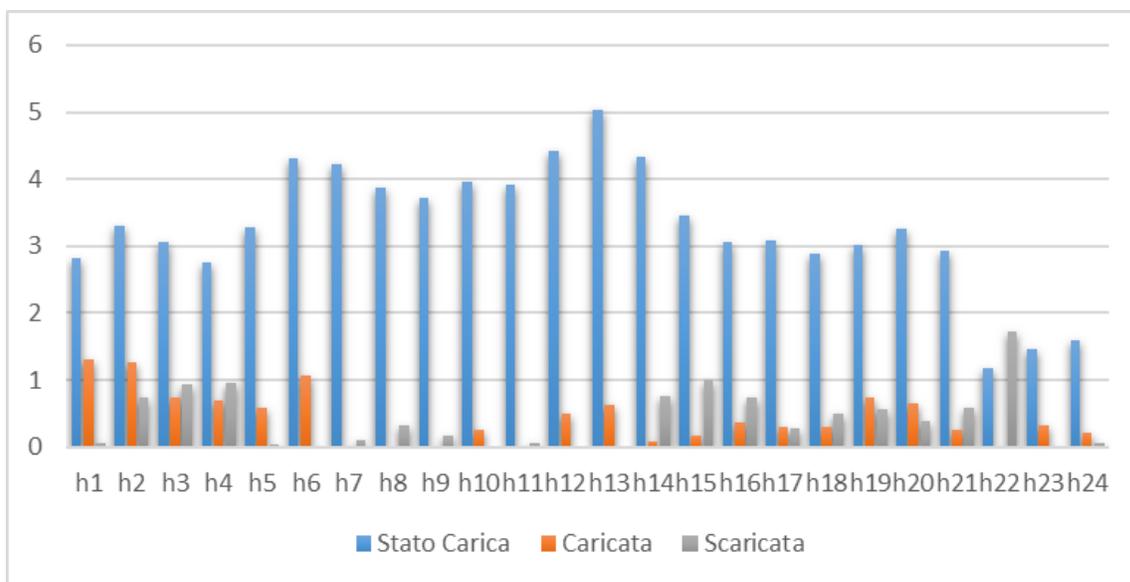


Figura 8: Funzionamento di un sistema di accumulo selezionato in una giornata tipo invernale

Di seguito invece, per capire meglio il funzionamento dello storage in Figura 9 si mostrerà la schedulazione ottimale derivante da una soluzione del modello, con lo storage che sarà quindi poi utilizzato per bilanciare i carichi programmabili ed interrompibili ed evitare dislivelli energetici, cercando inoltre di risparmiare il prelievo di energia elettrica dalla rete quando il costo è alto.

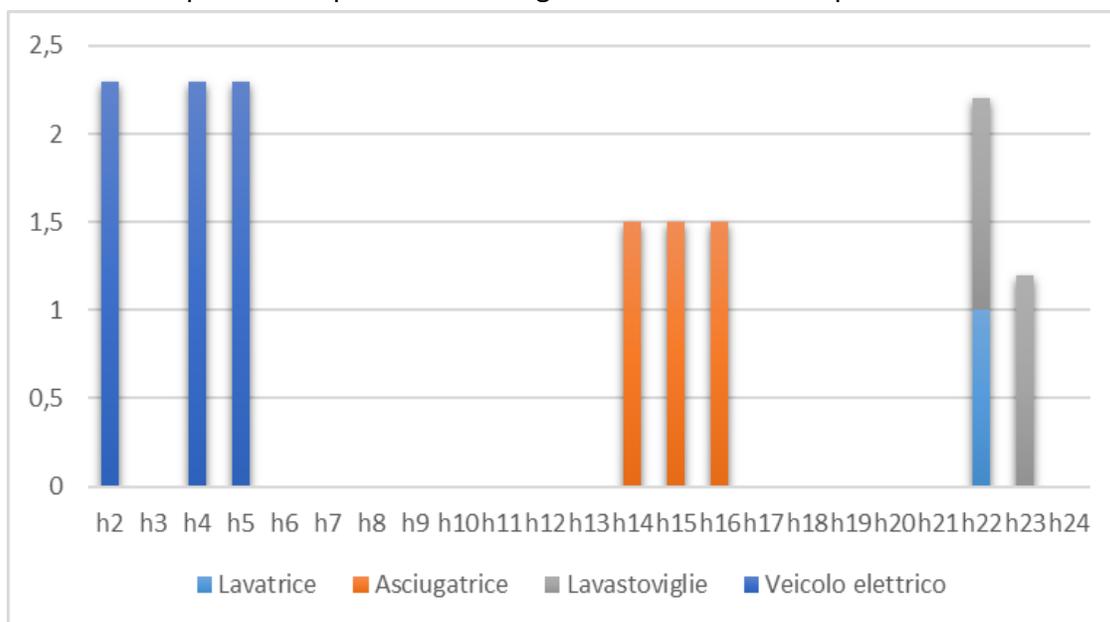


Figura 9: Schedulazione ottimale dei carichi in una giornata tipo invernale

Dalla schedulazione ottimale mostrata in questo grafico è intuibile come le fasi di scarica dello storage risultano avere dei picchi nell'intervallo temporale compreso tra le 02-04 di notte, intervallo di tempo in cui è schedulato il veicolo elettrico. Dato il consumo orario elevato di quest'ultimo, è spiegato inoltre, il motivo per cui in questa fascia oraria risultino esserci dei picchi d'acquisto dell'energia, come vedremo da successiva Figura 10 esplicativa.

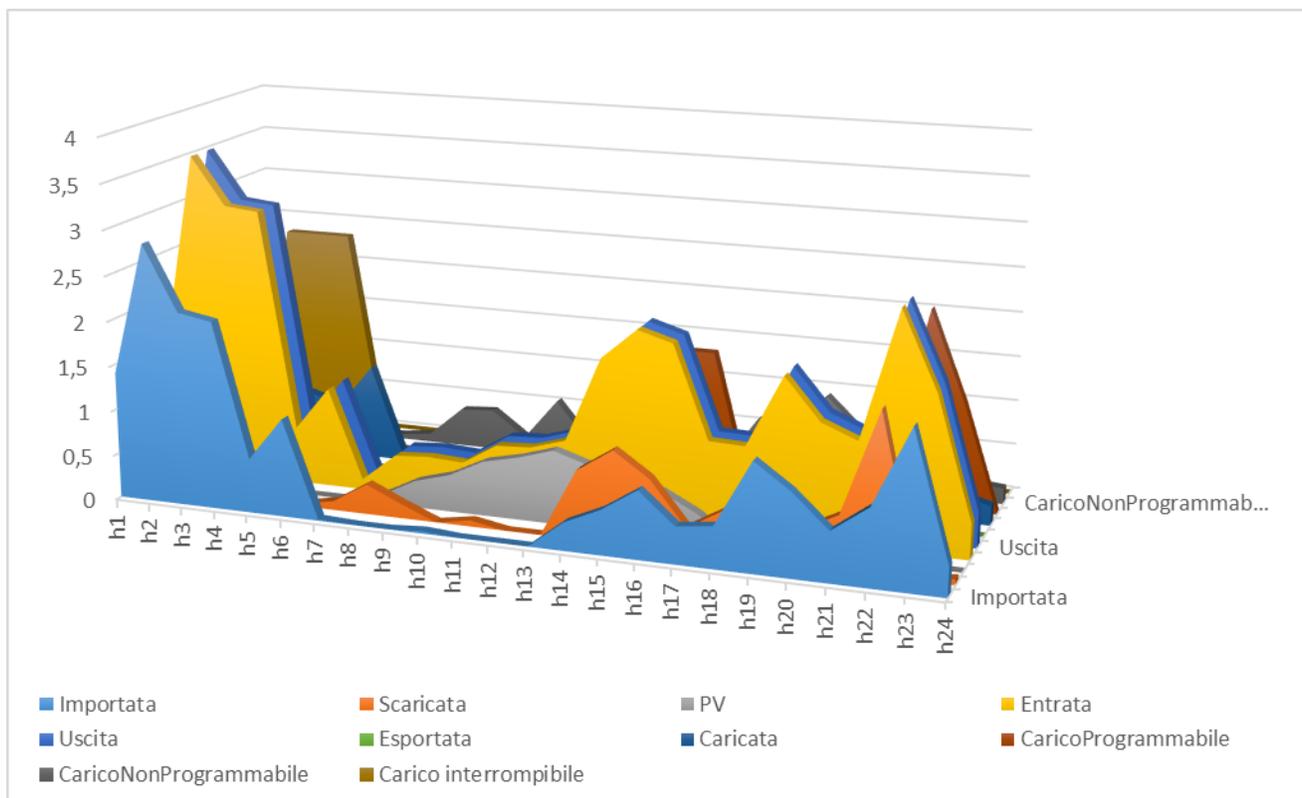


Figura 10 - Bilanciamento energetico di una giornata tipo invernale

Dalla Figura 10 è possibile trarre delle analisi inerenti al bilanciamento elettrico che accade in un giorno tipo invernale di una famiglia standard. Si deduce come la produzione fotovoltaica avvenga principalmente sin dalle ore iniziali della giornata, fornendo così subito energia per la schedulazione dei vari carichi programmabili, senza dover acquistare necessariamente da mercato, che avverrebbe solo nel caso in cui si volesse conservare l'energia nel sistema di accumulo in quando si prevedrebbero picchi di consumo in altre ore ove il prezzo d'acquisto dell'energia dall'esterno sarebbe troppo alto. Inoltre, si evince come i carichi controllabili sono programmati per iniziare quando la produzione fotovoltaica è alta ed il sistema di accumulo è pieno, senza acquistare energia dalla rete. Inoltre, altro aspetto interessante, è vedere come il sistema di accumulo venga caricato solitamente al mattino, quando il prezzo di acquisto dell'energia è inferiore. Infine, poiché la schedulazione del veicolo elettrico è in un

intervallo temporale in cui non è disponibile energia rinnovabile (fascia notturna), i costi potranno essere contenuti grazie all'utilizzo ottimale delle fasi di carica e scarica del sistema di accumulo.

5.3.2. ANALISI RISULTATI MODELLO 2

Nella predisposizione del piano di test del **Modello 2**, sulla base delle tecnologie di cui si dispongono dati realistici, sono stati considerati 4 diverse configurazioni di sistemi di accumulo, sempre distribuito, che consentono di conservare quantità di energia da un periodo ad un altro che consente di aumentare l'autoconsumo della **Energy Community Storage**:

- Batterie Li-Ion (LiFePO4)
- Flow Battery
- Lead Acid Batteries
- PEMFC + Elettrolizzatore PEM (Idrogeno)

Di ognuno sono state considerate diverse size di storage che il **Modello 2** può scegliere. Di ogni tipologia, inoltre sono stati considerati i seguenti parametri:

- Livello di energia iniziale - $ISOC_{ki}$
- Capacità storage - P_{ki} : sono state considerate tre size X, 2*X e 4*X
- Efficienza energia conservata - η_{ki} : capacità della tipologia di storage di non autoscaricarsi
- Efficienza energia IN - ηIN_{ki} : rendimento in carica dello storage
- Efficienza energia OUT - ηOUT_{ki} : rendimento in scarica dello storage
- Soglia MIN funzionamento - $fiLB_{ki}$: valore minimo di funzionamento dello storage
- Soglia MAX funzionamento - $fiUB_{ki}$: valore massimo di funzionamento dello storage
- Costo O&M - OM_{ki} : costi operazionali e tecnologici fissi [€/kW/anno] e variabile [€/kWh]
- Costo Annualizzato - C_{ki} : costo relativo all'investimento rapportato all'anno

Per quanto concerne invece i consumi dell'aggregazione D_t^S per stabilire la migliore taglia "stagionale", sono stati aggregati in settimane le quantità richieste da ciascuna classe di prosumer (output **Modello 1**); le quantità vendute all'aggregazione Y_t^S , invece, da ciascuna classe di prosumer per ogni ora di ciascun giorno tipo sono state aggregate per settimana e verranno considerate come quota parte dell'energia a disposizione (in aggiunta alla produzione da rinnovabile di pannelli propri della comunità) dell'aggregazione. A partire dai valori medi di entrambe le quantità sono generate attraverso opportune tecniche di simulazione scenari plausibili, adottando sempre la tecnica Monte Carlo. Per tutti i casi di test, il numero di scenari è 500.

- Sono stati considerati tre principali casi di test:
- Scelta di più possibili taglie I per una sola tipologia di storage K;

- Scelta di una sola taglia I per più tipologie di storage K;
- Scelta di più possibili taglie I per diverse tipologie di storage K;

La Figura 11 riporta i valori attesi di vendite, produzione e domanda complessiva per ogni settimana.

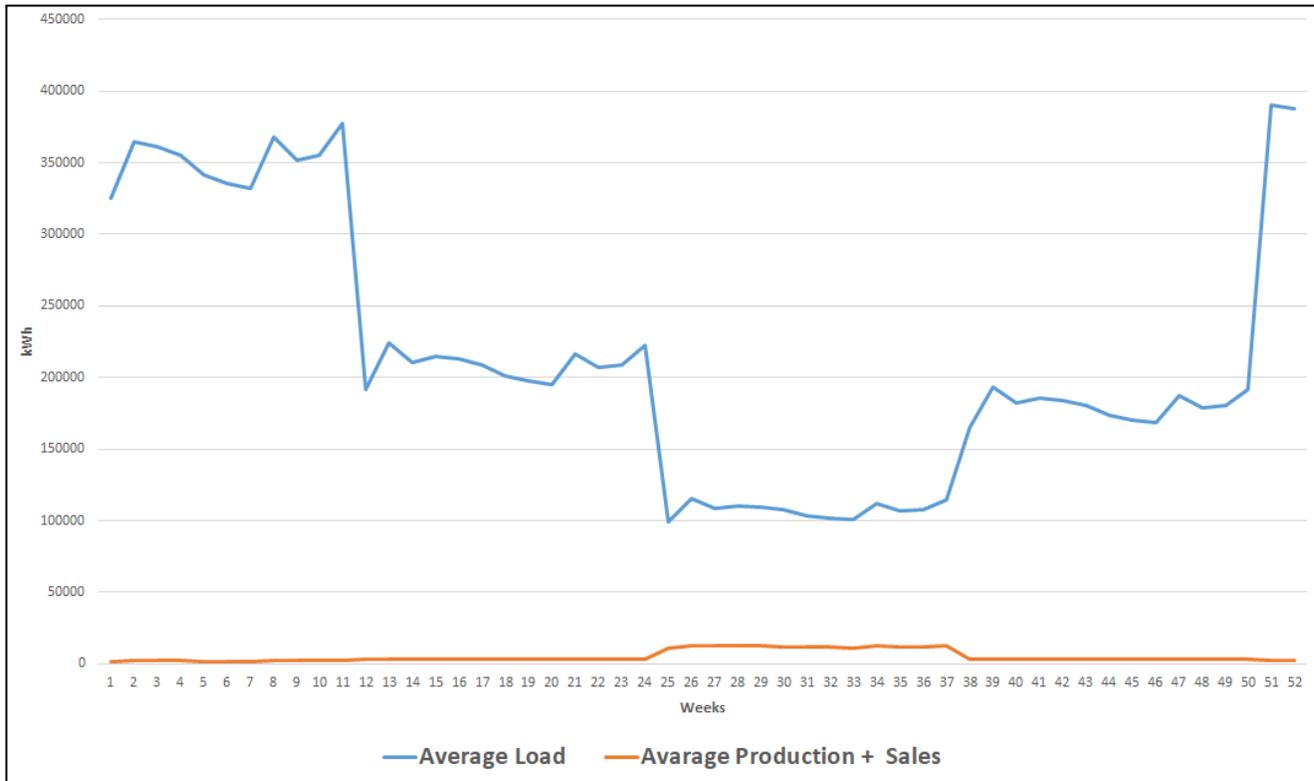


Figura 11: Livelli di domanda e di produzione e vendite dell'aggregazione

Suddetta mostra chiaramente il disallineamento tra produzione e vendite settimanali rispetto la domanda, che porta il **Modello 2** a consigliare di acquistare sul mercato l'energia mancante. Tuttavia, per talune settimane, in particolare quando il prezzo di acquisto dell'energia G_t^S (corrispondente al Prezzo Unico Nazionale - PUN) risulterà mediamente inferiore di quello di vendita dell'energia H_t^S (corrispondente al Prezzo di vendita zonale), converrà attivare un sistema di storage "stagionale" in modo tale da accumulare quanto più energia possibile in quelle settimane per rivenderla o riutilizzarle quanto viene meno tale convenienza, sia economica che energetica. In tal modo, la possibilità di scegliere in modo efficace la corretta taglia di un sistema di accumulo "stagionale" e la possibilità di pianificare settimanalmente il carico e scarico ideale di tale accumulo andrà a migliorare l'efficienza economica complessiva.

Ad esempio, una volta selezionata la taglia dello storage, lo scenario mostrato nella seguente figura evidenzia gli stati di carica e scarica dello storage in un anno, settimana per settimana. È reso noto come

lo stato di carica a fine giornata risulti essere uguale allo stato di carica iniziale, rispettando i vincoli precedenti imposti. La fase di carica avviene principalmente in quelle settimane in cui l'equilibrio energetico dell'aggregazione e i prezzi di acquisto e vendita dell'energia permettono sono utili a pareggiare il fabbisogno energetico dei diversi consumi.

Di seguito pertanto, per capire meglio il funzionamento dello storage "stagionale", si mostrerà in Figura 12 la schedulazione ottimale derivante da una soluzione del **Modello 2**.

La tipologia di storage scelta riguarda un sistema di accumulo di idrogeno in pressione basato su PEMFC e Elettrolizzatore PEM" di taglia 20kW: lo storage viene utilizzato sia per bilanciare i carichi dell'aggregazione sia per accumulare energia per periodi settimanali diversi dove converrà vendere più energia possibile.

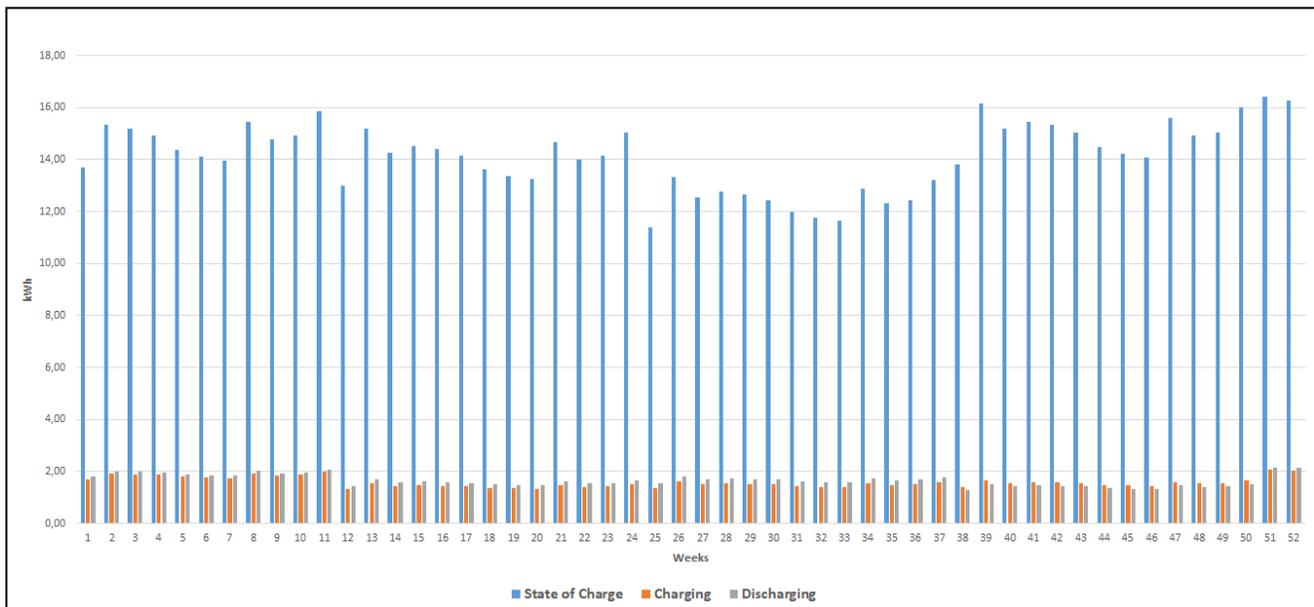


Figura 12: Schedulazione ottimale settimanale del sistema di accumulo "stagionale" scelto

6. RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- [1] Beraldi, P., De Simone, F., Violi, A.: Generating scenario trees: a parallel integrated simulation optimization approach. *Journal of Computational and Applied Mathematics*. 233(9), 2322–2331 (2010).
- [2] Innovation Readiness Level Report - Energy Storage Technologies. REEM project, July 2017
- [3] Alotto, P., Guarnieri, M., Moro, F. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29 (2014) 325–335.
- [4] Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. HydroWIRE initiative. PNNL, July 2019.
- [5] 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>.
- [6] 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).
- [7] 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/>
- [8] Strategic Research and Innovation Agenda – Clean Hydrogen for Europe. Hydrogen Europe. Final draft July 2020. Available online: <https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/20200703%20Final%20Draft%20updated%20SRIA%20HE-HER.pdf>.
- [9] Gnedenko, B., Pavlov, I., Ushakov, I.: Monte Carlo Simulation. Chapter in *Statistical Reliability Engineering* (pp.404-424) (2007).
- [10] Mongibello L, Bianco N, Caliano M, Graditi G. Influence of heat dumping on the operation of residential micro-CHP systems. *Applied Energy* 2015;160:206-220.
- [10] Barbieri ES, Melino F, Morini M. Influence of the thermal energy storage on the profitability of micro CHP systems for residential building applications. *Applied Energy* 2012;97:714–22
- [11] Di Somma M, Yan B, Bianco N, Graditi G, Luh PB, Mongibello L, Naso V. Multi-objective design optimization of distributed energy systems through cost and exergy assessments. *Applied energy* 2017;204:1299-1316.
- [12] Terlouw, T., AlSkaif, T., Bauer, C., van Sarka, W.: Multi-objective optimization of energy arbitrage in community energy storage systems using different battery technologies. *Applied Energy*, Volume 239, 1 April 2019, Pages 356-372 (2019).