



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 di gestione della comunità ComESto ed analisi dell'impatto su una rete di distribuzione di test

Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D5.2c





Modelli di gestione della comunità ComESto ed analisi dell'impatto su una rete di distribuzione di test
Rapporto Tecnico – D5.2c

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	D5.2c
Tipologia	Rapporto Tecnico
Data di Rilascio	05/05/2021
Obiettivo Realizzativo	OR5
Attività Realizzativa	A5.2
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, UNIVPM, EVOLVERE, TEN, ENEA - GREENENERGY, E-DISTRIBUZIONE
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Nicola Sorrentino, Luca Mendicino – UNICAL Claudio Alberti – E-DISTRIBUZIONE Martina Caliano, Marialaura Di Somma, Luigi Mongibello – ENEA Massimo Lepore, Giovanni Tozzi, Pasquale Iorio – TEN PROJECT
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Nicola Sorrentino, Luca Mendicino – UNICAL Luigi Mongibello – ENEA Massimo Lepore – TEN PROJECT
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

INDICE

EXECUTIVE SUMMARY	11
1. INTRODUZIONE.....	12
2. RAPPRESENTAZIONE INPUT-OUTPUT DEI MODELLI.....	13
3. DEFINIZIONE DI MODELLI E IMPLEMENTAZIONE DI ALGORITMI PER LA DR IN PRESENZA DI ACCUMULI DISTRIBUITI IN AMBITO VPP.....	16
3.1 MODELLO DI TIPO ROLLING PER GESTIONE DELLA COMUNITÀ ENERGETICA	16
3.1.1 Evoluzione della FORMULAZIONE OFIS-DA	16
3.1.2 Output del modello DRPG:	23
3.2 GESTIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO	24
3.2.1 Ruolo dei sistemi di accumulo a supporto del sistema elettrico	24
3.2.2 Metodo MPSM - gestione ottimale dello storage per riduzione dei flussi di potenza con la rete	28
3.2.3 Simulazioni delle metodologie scelta	30
3.2.4 Modello per la ripartizione dell’accumulo elettrochimico (Batterie a Litio).....	36
3.3 GESTIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO	39
3.3.1 Breve stato dell’arte sull’accumulo termico in ambito DR	39
3.3.2 Accumulo termico di energia elettrica	43
3.3.3 Modello di Demand Response con pompe di calore elettriche reversibili e accumulo termico	46
3.4 GESTIONE DEI CARICHI ELETTRICI E DEI SISTEMI DI GENERAZIONE CONTROLLABILI	47
3.4.1 Breve stato dell’arte del Demand Response elettrico.	47
3.4.2 Utenti aderenti al servizio di DR e generatori programmabili.....	50
3.4.3 Modello matematico per l’ottimizzazione della Demand Response di tipo elettrico utilizzando i carichi controllabili e le unità di produzione programmabili.	52
3.5 GESTIONE DEI SISTEMI DI MOBILITÀ ELETTRICA	55
3.5.1 Breve stato dell’arte sull’utilizzo di veicoli elettrici in ambito DR.....	55
3.5.2 Modello di funzionamento della colonnina di ricarica in ottica Demand Response	57
3.6 IMPLEMENTAZIONE DEL MODELLO DI VPP	63

3.6.1 Sviluppo dei Modelli OFIS-DA con accumulo giornaliero, stagionale e partecipazione MSD	65
3.7 DEFINIZIONE DEI SERVIZI DSO-COMUNITÀ ENERGETICA	72
4. SIMULAZIONI E RISULTATI.....	77
4.1 SCENARIO 0 - INIZIALE PRE INTERVENTO DI DR	80
4.2 SCENARIO 1 - POST-DR (Solo generatori FV)	82
4.3 SCENARIO 2 - POST-DR (Generatori FV e SdA di BP)	84
4.3.1 Applicazione del modulo di ottimizzazione OFIS-DA	85
4.3.2 Applicazione del modulo di ripartizione DRPG	88
4.4 SCENARIO 3 POST-DR (generatori FV, SdA di BP e servizi MSD)	93
4.4.1 Servizio di regolazione A SALIRE	95
4.4.2 Servizio di regolazione A SCENDERE	96
4.4.3 Erogazione Servizi S1+S2 su rete ‘Fumagalli’	98
4.5 CONCLUSIONI	101
5. APPENDICE: modelli e algoritmi sviluppati dai partner	104
5.1 Modello di gestione BP + LP + MSD	104
5.2 Modello per la ripartizione dell’accumulo elettrochimico (GREENENERGY)	107
5.3 Modello per la ripartizione dell’accumulo termico (ENEA)	108
5.4 Modello per la DR di tipo elettrico (TEN)	111
5.5 Modello per la gestione della mobilità elettrica (UNIVPM)	114
6. RIFERIMENTI.....	116

Indice delle Figure

FIGURA 1 - RAPPRESENTAZIONE DI UNA VIRTUAL POWER PLANT (VPP)	13
FIGURA 2 - SCHEMA LOGICO DEL MODELLO DI MERCATO COMESTO RIPORTATO IN AR 5.4	14
FIGURA 3 - SCHEMA MODELLO CONCETTUALE DI OFIS	15
FIGURA 4 - RAPPRESENTAZIONE DELL’ARCHITETTURA COMESTO PER LA FORNITURA DI SERVIZI	17
FIGURA 5 - INPUT-OUTPUT OFIS-DA E DRPG.....	22
FIGURA 6 - OUTPUT DRPG	23
FIGURA 7 - RIPARTIZIONE OUTPUT DRPG SU SISTEMI DI ACCUMULO.....	23
FIGURA 8 - INDUSTRY DRIVERS OF SMART GRID.....	25
FIGURA 9 - SERVIZI DI STORAGE ‘IN POTENZA’	27
FIGURA 10 - SERVIZI DI STORAGE ‘IN ENERGIA’	27
FIGURA 11 - PROFILI DI GENRAZIONE E CARICO NELLA SETTIMANA CONSIDERATA	30
FIGURA 12 - PROFILO DI SCAMBIO CON LA RETE.....	31
FIGURA 13 - RISULTATI DEL METODO DI OTTIMIZZAZIONE MIN FLUSSI (caso di singolo prosumer)	31
FIGURA 14 - RISULTATI DEL METODO DI OTTIMIZZAZIONE MIN FLUSSI CON VINCOLO MAX PRELIEVO	32
FIGURA 15 - RISULTATI DEL METODO DI OTTIMIZZAZIONE MIN SCAMBIO	34
FIGURA 16 - RISULTATI DEL METODO DI OTTIMIZZAZIONE MAX PROFITTO	36
FIGURA 17 - RISULTATI DEL METODO DI OTTIMIZZAZIONE MIN ERRORE - Maggio	38
FIGURA 18 - RISULTATI DEL METODO DI OTTIMIZZAZIONE MIN ERRORE - Ottobre	39
FIGURA 19 - ESEMPIO DI GESTIONE DI UN SDA TERMICO AI FINI DEL DR PER LOAD SHIFTING.	40
FIGURA 20 - SCHEMA DI FUNZIONAMENTO DI UN TEES	43
FIGURA 21 - SCHEMA DI FUNZIONAMENTO NELLA FASE DI CARICAMENTO (a sx) E DI SCARICAMENTO (a dx) ..	45
FIGURA 22 - SCHEMA DELLA NANOGRID.	46
FIGURA 23 - SCHEMA DELLA NANOGRID RELATIVO AL MODELLO DI DR.....	47
FIGURA 24 - SCHEMA DI PARTECIPAZIONE ALLA DEMAND RESPONSE.....	49
FIGURA 25 - ENERGIA IMMAGAZZINATA, POTENZA DI CARICA E SOC BATTERIA PER DUE EVENTI DI CARICA. ...	58
FIGURA 26 - INTERVALLO UTILE PER STRATEGIE DI DR CON VEICOLI ELETTRICI.....	59
FIGURA 27 - CURVE SIMULATE DI DIFFERENTI PROFILI DI RICARICA SETTIMANALI DA COLONNINA 6KW.	60
FIGURA 28 - RISULTATI ATTESI PER L’IMPLEMENTAZIONE DEI MODELLI.	64
FIGURA 29 - INGRESSI/USCITE MODELLO OFIS-DA PER UNA TECNOLOGIA DI ACCUMULO GIORNALIERA.....	65
FIGURA 30 - INGRESSI/USCITE MODELLO OFIS-DA CON DUE TECNOLOGIE DI ACCUMULO, GIORNALIERO E STAGIONALE	66

FIGURA 31 - INGRESSI/USCITE MODELLO OFIS-DA PER UNA TECNOLOGIA DI ACCUMULO GIORNALIERA.....	66
FIGURA 32 - MODELLO DI COORDINAMENTO TSO-DSO in COMESTO.....	75
FIGURA 33 - RETE DI DISTRIBUZIONE 'FUMAGALLI'	77
FIGURA 34 - FASI DELL'ANALISI DI SIMULAZIONE	78
FIGURA 35 - TRONCO 1 DELLA RETE BT - LINEA A (situazione PRE-DR)	79
FIGURA 36 - FASI DELL'ANALISI DI SIMULAZIONE	79
FIGURA 37 - RETE 'FUMAGALLI' CONFIGURAZIONE POST INTERVENTO DR	80
FIGURA 38 - ANALISI DELLE MAGIORI CRITICITA' DELLA RETE IN FASE PRE DR	81
FIGURA 39 - DISTRIBUZIONE DELLE CRITICITA' DELLA RETE IN FASE PRE DR.....	81
FIGURA 40 - RIPARTIZIONE DELLE CRITICITA' IN FASE INIZIALE PRE DR (giorno 03.08.2019)	82
FIGURA 41 - TRASFORMAZIONE RETE CON SOLO SISTEMI FV	83
FIGURA 42 - ANALISI DELLE CRITICITA' DELLA RETE CON SOLI IMPIANTI FV	83
FIGURA 43 - RIPARTIZIONE DELLE CRITICITA' SCENARIO CON SOLI IMPIANTI FV (GIORNO 03.08.2019)	84
FIGURA 44 - TRASFORMAZIONE RETE CON SOLO SISTEMI FV+ SDA BP.....	85
FIGURA 45 - DATI DI INPUT PER OFIS-DA	86
FIGURA 46 - PARAMETRI PER OFIS-DA (intervallo di tempo 15min).....	86
FIGURA 47 - OUTPUT MODELLO OFIS-DA	87
FIGURA 48 - OUTPUT MODELLO OFIS-DA (charging/discharging SdA BP + SOC SdA BP)	87
FIGURA 49 - OUTPUT MODELLO OFIS-DA e INPUT DRPG	88
FIGURA 50 - PARAMETRI DEL MODELLO DI RIPARTIZIONE DRPG	88
FIGURA 51 - OUTPUT MODELLO DI RIPARTIZIONE DRPG.....	89
FIGURA 52 - MATRICE RISULTANTE DAL MODELLO DI RIPARTIZIONE DRPG (charging +SOC per ogni utente)89	
FIGURA 53 - SOC DI COMUNITÀ REALTIVO AI CLUSTER A1+A2+A3	90
FIGURA 54 - SINGOLI SOC DEGLI UTENTI RELATIVI AI CLUSTER A1+A2+A3	90
FIGURA 55 - 'CHARGING' DI COMUNITÀ REALTIVO AI CLUSTER A1+A2+A3	91
FIGURA 56 - 'CHARGING' REALTIVO AI SINGOLI SISTEMI DI ACCUMULO NEI CLUSTERS A1+A2+A3	91
FIGURA 57 - PROFILO DI CARICO COMPLESSIVO OTTIMIZZATO E NON OTTIMIZZATO	92
FIGURA 58 - ANALISI DELLE CRITICITA' DELLA RETE CON IMPIANTI FV+SDA.....	92
FIGURA 59 - RIPARTIZIONE DELLE CRITICITA' POST DR NELLO SCENARIO FV+SDA (GIORNO 03.08.2019).....	93
FIGURA 60 - SERVIZI DI REGOLAZIONE CON MSD	94
FIGURA 61 - PROFILO DI CARICO COMPLESSIVO OTTIMIZZATO E NON OTTIMIZZATO	94
FIGURA 62 - INPUT SERVIZIO DI REGOLAZIONE S1.....	96
FIGURA 63 - OUTPUT DI OFIS-DA PER SERVIZIO DI REGOLAZIONE S1	96
FIGURA 64 - INPUT SERVIZIO DI REGOLAZIONE S2.....	97
FIGURA 65 - OUTPUT DI OFIS-DA PER SERVIZIO DI REGOLAZIONE S2	98
FIGURA 66 - OUTPUT DI OFIS-DA PER SERVIZIO DI REGOLAZIONE S1+S2.....	99
FIGURA 67 - 'CHARGING' DEI SINGOLI SDA NEI CLUSTERS A1+A2+A3 PER FORNIRE S1 E S2	99
FIGURA 68 - ANALISI DELLE CRITICITA' DELLA RETE, SCENARIO IMPIANTI FV+SDA+ SERVIZI MSD	100



FIGURA 69 - RIPARTIZIONE DELLE CRITICITA' POST DR NELLO SCENARIO FV+SDA+MSD (GIORNO 03.08.2019)	100
FIGURA 70 - RISULTATI CRITICITA' VARIAZIONE DI TENSIONE AI NODI PER SCENARIO DI RIFERIMENTO	101
FIGURA 71 - RISULTATI CRITICITA' SFRUTTAMENTO IN CORRENTE DEI RAMI PER SCENARIO DI RIFERIMENTO	102
FIGURA 72 - OUTPUT MODELLO OFIS-DA BP+LP (charging/discharging SdA BP ed LP + SOC SdA BP e LP)	103



Indice delle Tabelle

TABELLA 1 - RISULTATI SIMULAZIONE CON ALGORISMO MPSM.....	31
TABELLA 2 - VALORIZZAZIONE DELLA POTENZA SCAMBIATA CON LA RETE	35
TABELLA 3 - PRINCIPALI BENEFICI CON GESTIONE SDA TERMICO IN AMBITO DR.....	41
TABELLA 4 - MACRO-SERVIZI LOCALI EROGABILI DAL DSO	76
TABELLA 5 - NUMERO CRITICITÀ PER VARIAZIONE DI TENSIONE AI NODI.....	102
TABELLA 6 - NUMERO CRITICITÀ PER SFRUTTAMENTO IN CORRENTE DEI RAMI	102

Abbreviazioni ed acronimi

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
AH	Ambient Heating
AHU	Air handling Unit
B2G	Building-to-Grid
BP	Breve Periodo
BT	Bassa Tensione
CHP	Combined Heat and Power
CS	Cabina di Scambio
CTES	Cold Thermal Energy Storage
DA	Day Ahead
DR	Demand Response
DRPG	Demand Response Profile Generator
DSO	Distribution System Operators
EMSA	Energy Management Systems Aggregators
ESS	Energy Storage System
EV	Electric Vehicle
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FIS	Sistema di Inferenza Fuzzy
FO	Funzione Obiettivo
FRM	Full Resource Management
FV	Fotovoltaico
G2V	Grid-to-Vehicle
GA	Genetic Algorithm
HE	Heat Engine
HP	Heat Pump
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning
LP	Lungo Periodo
MGP	Mercato del Giorno Prima
MPSM	Multi-Period Storage Management
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
MSGL	Mercato dei Servizi Globali
MT	Media Tensione
NSH	Night Storage Heater
OFIS	Ottimizzazione della Flessibilità Interna e Sbilanciamento
PA	Prezzo di Acquisto
PAP	Prezzo di Acquisto Previsto nel mercato interno
PCM	Phase Change Material
PDD	Punto Di Dispacciamento
PTES	Pumped Thermal Electrical Storage



Modelli di gestione della comunità ComESto ed analisi dell'impatto su una rete di distribuzione di test
Rapporto Tecnico – D5.2c

PUN	Prezzo Unico Nazionale
PVP	Prezzo di Vendita Previsto nel mercato interno
PZ	Prezzo di Vendita dell'energia sul mercato esterno
RES	Renewable Energy Source
RRM	Residual Resource Management
SdA	Sistema di Accumulo
SOC	State of Charge
TEES	Thermo-Electrical Energy Storage
TES	Thermal Energy Storage
TR	Tempo Reale
TSO	Transmission System Operator
V2B	Vehicle-to-Building
V2G	Vehicle-to-Grid
V2H	Vehicle-to-Home
VPP	Virtual Power Plant

EXECUTIVE SUMMARY

All'interno dell'attività di ricerca svolta in AR5.4 è stata definito il modello per la gestione ed il coordinamento delle comunità energetiche in presenza di sistemi di accumulo viste come Virtual Power Plant (VPP). Nell'attività di ricerca AR5.2 oggetto del presente rapporto, sono stati sviluppati invece degli algoritmi che consentono di gestire le diverse tecnologie in maniera integrata al fine di massimizzare l'autoconsumo e fornire allo stesso tempo la possibilità di offrire servizi ancillari alla rete elettrica. Tali attività sono strettamente connesse ed ognuna influenza l'altra.

Individuare e implementare delle tecniche e modelli per gestire la flessibilità delle risorse è stato lo scopo dell'attività cercando di inserire le diverse strategie di DR in un quadro complessivo omogeneo. L'attività si svolge in un contesto nel quale la flessibilità, rappresentata dalla capacità di carica e scarica delle diverse tipologie di accumulo, viene attivata tramite programmi di DR scaturiti da modelli tradotti in algoritmi software che sono stati sviluppati da ciascuno dei partner di progetto in base alla specifica competenza per tecnologia di accumulo. I modelli implementati analiticamente, per un sottoinsieme delle tipologie di accumulo sono stati successivamente tradotti in software da implementare, in fase di sviluppo, nella piattaforma di gestione della comunità, ComESTo.

Grazie all'invio costante di dati e informazioni relative all'uso delle risorse come il carico, la generazione e l'accumulo connesse alle tecnologie abilitanti nanogrids distribuite presso gli utenti finali, la piattaforma software di gestione ComESTo una volta completata sarà in grado di ricevere le informazioni, elaborarle tramite gli algoritmi ed inviare le azioni da intraprendere. In questo modo ogni risorsa, riceve in una delle tre diverse fasi temporali stabilite (Deliverable 5.4 - parag. 6.1), un segnale di allocazione ottima delle risorse energetiche, per diversi scopi ed esigenze dell'aggregazione, ad esempio aumentare il grado di autoconsumo della comunità e/o far fronte alle richieste della rete locale di distribuzione o reti più a monte erogando per esse un servizio, in accordo al modello di mercato ComESTo sviluppato nel corso dell'AR 5.4.

Tale allocazione rappresenta una schedulazione di task energetici (erogazione o assorbimento) impartiti ad ogni singola tecnologia abilitante. In maniera coordinata tutte le nanogrids cercheranno pertanto di eseguire delle azioni di immissione o assorbimento di potenza agendo su ciascun sistema di accumulo (SdA) ad esse connesso. A tal fine si è proceduto allo sviluppo di modelli data driven per simulare la domanda flessibile di energia tramite sistemi di generazione distribuita e sistemi di storage.

I tools sviluppati si sono basati su algoritmi di ottimizzazione che hanno la possibilità di essere applicati indipendentemente dallo scopo, deciso a livello di piattaforma, come può essere il mercato energetico locale (acquisto e vendita di energia) oppure per il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) per quanto riguarda i servizi offerti alla rete elettrica in particolare su rete di distribuzione.

Poiché le risorse distribuite sono collegate fisicamente alla rete di distribuzione pubblica si è investigato anche come la gestione di una VPP va ad impattare sulla rete stessa. Diversi scenari sono stati simulati,

più in dettaglio nel corso dell’attività svolta in collaborazione con AR6.1, per analizzare l’impatto e l’efficacia delle strategie di DR sviluppate nei diversi modelli, come ad esempio il modello con tecnologie di accumulo di breve periodo (BP), modello con tecnologie di accumulo BP e lungo periodo (LP) e modello con tecnologie di accumulo BP ed LP con fornitura di servizi alla rete (tipo MSD) di cui si darà una rappresentazione nell’ultimo paragrafo di simulazione.

1. INTRODUZIONE

L’obiettivo dell’attività in oggetto al Deliverable 5.2 è l’individuazione e l’implementazione di modelli e tecniche per la gestione di programmi avanzati di Demand Response (DR) da parte di utenze aggregate. Utilizzando una serie di risorse tecnologiche come la nanogrid al quale sono connessi sistemi di generazione e sistemi di storage, tali utenze aggregate sono in grado di offrire ‘flessibilità elettrica’ al sistema. La capacità di offrire flessibilità al sistema, sia in generazione che in consumo elettrico, è effettuata attraverso il coordinamento e l’allocazione ottima delle risorse aggregate.

Quando necessario, la flessibilità al sistema può essere eseguita attraverso una risposta diretta al bisogno che si manifesta, cambiando il comportamento di generazione e consumo, ma anche in maniera indiretta attraverso la disponibilità di energia (capacità) contenuta nei sistemi di accumulo. Con le diverse capacità a disposizione dalle differenti tecnologie di accumulo prese in considerazione all’interno progetto ComESTo, è quindi possibile offrire ‘capacità regolante’.

L’idea di fondo è che le varie utenze finali dotate delle tecnologie di accumulo, comunicando con una piattaforma centrale di gestione che coordina le risorse, siano in grado di fornire operazioni di DR tramite la capacità regolante a disposizione, realizzando una vera e propria Virtual Power Plant (VPP) o centrale elettrica virtuale [1]. Una VPP, vedi FIGURA 1, è una centrale elettrica distribuita basata sul paradigma cloud che aggrega le capacità delle risorse energetiche distribuite eterogenee allo scopo di incrementare la produzione di energia da fonte rinnovabile, nonché scambiare o vendere energia ed infine, contribuire all’esercizio sicuro ed affidabile del sistema elettrico.

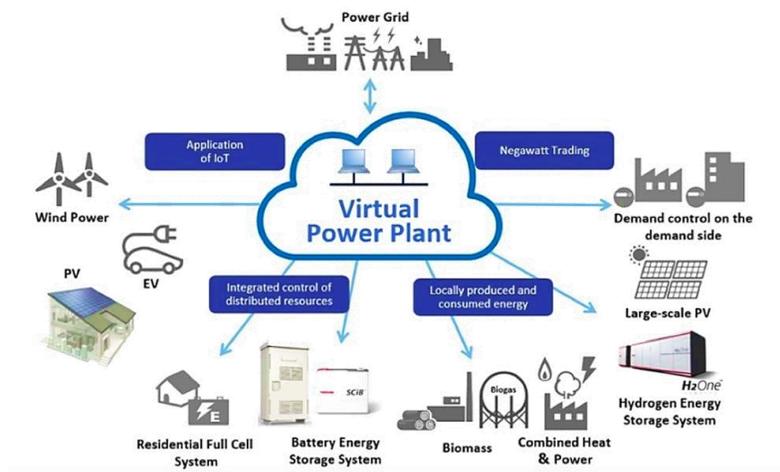


FIGURA 1 - RAPPRESENTAZIONE DI UNA VIRTUAL POWER PLANT (VPP)

Una VPP è quindi paragonabile ad una centrale virtuale che aggrega l'energia generata da varie unità di potenza decentralizzate e distribuite, collegate alla stessa rete di distribuzione, e la invia attraverso una piattaforma virtuale. L'eterogeneità delle risorse distribuite, che caratterizzano la VPP, rappresenta un alto valore aggiunto per via della flessibilità disponibile ma nel contempo ne caratterizza una rilevante complessità di gestione che necessita di alti livelli di coordinamento tra le risorse per ottenere i giusti benefici.

2. RAPPRESENTAZIONE INPUT-OUTPUT DEI MODELLI

I modelli sviluppati dai singoli partner in AR5.2 al fine di creare delle funzionalità per la DR hanno l'obiettivo di essere combinati insieme ed essere implementati nella piattaforma di gestione cloud ComESTo in AR7.4.

Con riferimento allo schema logico del mercato interno presentato nel rapporto tecnico D5.4 e mostrato in FIGURA 2 dal modello di riferimento, la flessibilità è fornita attraverso una funzione di DR attuata tramite un'ottimizzazione a livello generale, separando il contributo alla flessibilità delle diverse tecnologie di accumulo presenti (definito nel seguito come OFIS-DA). Successivamente, un'ottimizzazione di dettaglio determinata dagli specifici algoritmi, agisce sulla singola tipologia di SdA scegliendo la miglior combinazione di carica-scarica tra i diversi accumuli a disposizione (definito nel seguito come DRPG).

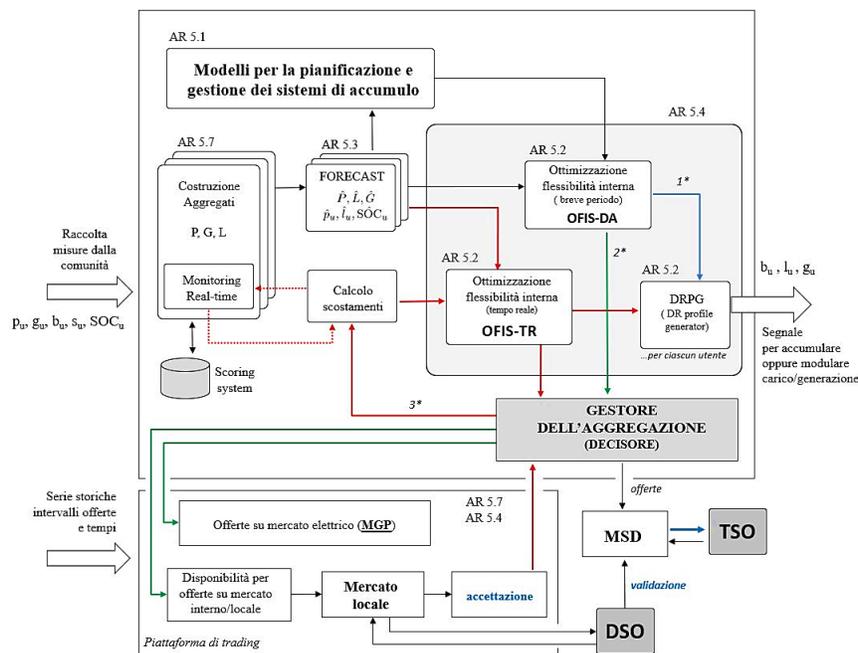


FIGURA 2 - SCHEMA LOGICO DEL MODELLO DI MERCATO COMESTO RIPORTATO IN AR 5.4

L’insieme dei singoli modelli specifici sviluppati in AR 5.2 si sono tradotti in algoritmi software che, a partire dai modelli di pianificazione e gestione dei SdA previsti in AR 5.1 ripartiscono la quantità di energia producibile da FER, stimata con il modello di forecast (in AR 5.3), sulle diverse tipologie di accumulo presenti in aggregazione. L’output di questo processo, è una modulazione del comportamento degli accumuli connessi alle nanogrid tramite un profilo di carica e scarica che le nanogrid devono inseguire.

Aumentare l’autoconsumo di comunità è un processo di ottimizzazione che scaturisce da un processo decisionale di massimizzazione attuato da un blocco decisionale denominato OFIS (*Ottimizzazione della Flessibilità Interna e Sbilanciamento*) applicato alla comunità di utenti finali tramite la rappresentazione analitica di un modello matematico mostrato nel seguito.

L’obiettivo del modello, genericamente indicato come OFIS, è quindi quello di ripartire il surplus (o deficit) di potenza disponibile (richiesta) tra i diversi utenti della comunità dotati di sistema di accumulo, massimizzando i benefici che possono derivare dalla vendita-servizi connessi all’energia ma allo stesso tempo minimizzando i costi associati al suo acquisto.

Il modello è stato suddiviso in due parti principali: la prima si occupa della programmazione del giorno prima per il giorno successivo indicata come Day-Ahead (OFIS-DA), la seconda parte si occupa della programmazione e gestione dei flussi di potenza per operare in tempo reale (OFIS-TR) per ridurre gli errori di programmazione (sbilanciamenti) ed incrementare l’autoconsumo di comunità e contemporaneamente soddisfare gli impegni presi con le offerte accettate nel mercato dei servizi di

dispacciamento. Naturalmente entrambe le fasi, sebbene operino con tempistiche differenti, sono tra loro correlate.

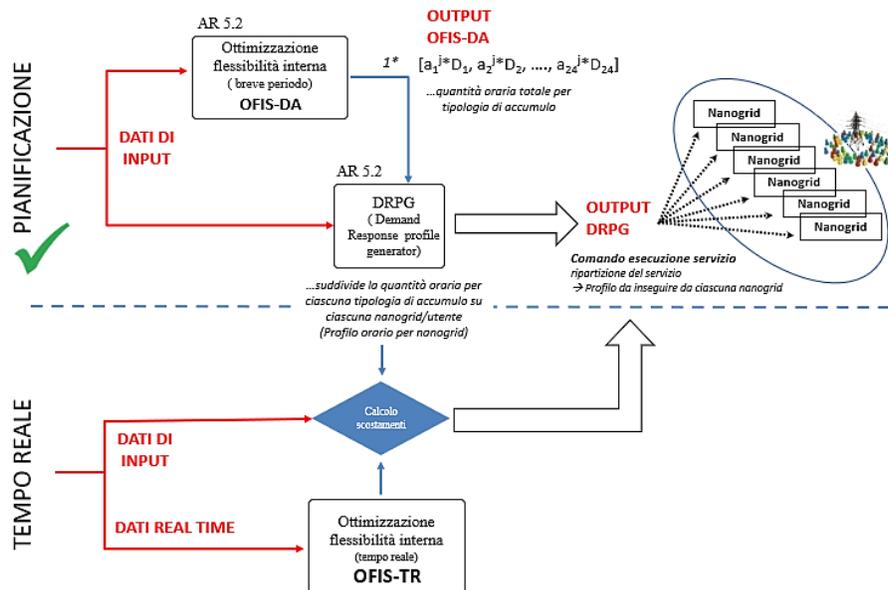


FIGURA 3 - SCHEMA MODELLO CONCETTUALE DI OFIS

La prima parte del modello opera il giorno prima per il giorno successivo, andando a ripartire l’eccesso-difetto di potenza tra i diversi utenti che fanno parte della comunità, ma soprattutto tra le diverse tipologie di sistemi di accumulo di cui essi dispongono.

I sistemi di accumulo sono suddivisi in due tipologie: di breve periodo (BP o giornaliero) e di lungo periodo (LP o stagionale) per conservare gli eccessi di generazione (o erogare i deficit di energia per il carico) in alcuni periodi dell’anno e poi essere riutilizzati in momenti diversi.

Nel modello concettuale, i blocchi con il prefisso OFIS riguardano la costruzione di una funzione obiettivo che modella rispettivamente la flessibilità di potenza offerta della comunità tramite i suoi sistemi di storage sia nel breve termine (pianificazione) con il blocco OFIS-DA che la flessibilità di potenza offerta dalla comunità in tempo reale tramite il blocco OFIS-TR. In entrambi i casi il risultato finale determina una schedulazione di profili di attivazione in carica/scarica da distribuire ai SdA degli utenti in aggregazione risultanti dall’output del blocco di Demand Response Profile Generator (DRPG). In questo modo la flessibilità offerta con la DR avviene inseguendo il profilo di carica/scarica di potenza da parte delle nanogrids che agiscono in maniera coordinata sui sistemi di accumulo ad esse collegati.

3. DEFINIZIONE DI MODELLI E IMPLEMENTAZIONE DI ALGORITMI PER LA DR IN PRESENZA DI ACCUMULI DISTRIBUITI IN AMBITO VPP

3.1 MODELLO DI TIPO ROLLING PER GESTIONE DELLA COMUNITÀ ENERGETICA

Definire il modello generale di gestione dell'Aggregazione degli utenti in comunità nei mercati energetici e dei servizi che includessero diversi possibili sistemi di accumulo e di gestione della domanda in ottica DR realizzando una VPP, è stata un'attività ad elevata complessità. Questa attività si è portata avanti attraverso la definizione di un modello di gestione iniziale definito 'modello base' con accumulo BP. Successivamente è stato via via arricchito il modello di gestione base per arrivare ad un modello che accumulo stagionale LP ponendo poi le basi per un successivo modello che integrasse la partecipazione a MSD per la fornitura di servizi.

Si è esplicitata la formulazione del modello matematico indicato dal blocco OFIS-DA che ha preso in considerazione le diverse tipologie di accumulo, sia di tipo breve che di lungo periodo. Parallelamente questa attività si è dovuto sviluppare il modello generale di mercato e coordinamento in AR5.4.

È importante far notare come la presenza di tecnologie di accumulo con caratteristiche tecniche diverse abbia richiesto un processo di 'omogeneizzazione', in modo tale ricondurre le diverse tecnologie ad una sola tipologia e permettere così di considerare i diversi accumuli in maniera simile. Per questo motivo nel modello sviluppato è stato preso in considerazione un sistema di accumulo 'equivalente' che tenesse conto di vincoli che riflettono le caratteristiche della specifica tipologia di accumulo.

Il modello di gestione definito 'modello base' si è ampliato gradualmente includendo due e poi più tipologie di storage, come quella di lungo periodo ed infine si è esteso il modello introducendo un parametro di capacità regolante utilizzato per proporre offerte e partecipare al mercato dei servizi ancillari tipo MSD per la fornitura di servizi alla rete di distribuzione.

3.1.1 Evoluzione della FORMULAZIONE OFIS-DA

Il modello di gestione a livello di aggregazione proposto in AR 5.4 è stato sviluppato seguendo un approccio incrementale che ha portato alla definizione di modelli sempre più completi e complessi che hanno rappresentato un'evoluzione del modello base (BP; BP+LP; BP+LP+MSD).

La comunicazione tra le risorse avviene grazie ad una comunicazione utente-piattaforma gestita da un soggetto aggregatore di risorse. Schematicamente la comunicazione tra risorse e piattaforma avviene utilizzando come "gateway" che dialoga con la tecnologia abilitante (la nanogrid) a cui è connessa una (o più) tipologia di accumulo. È grazie ai modelli di DR che queste tecnologie di accumulo decidono se assorbire o erogare potenza grazie a dei segnali inviati dalla piattaforma di gestione ComESTo.

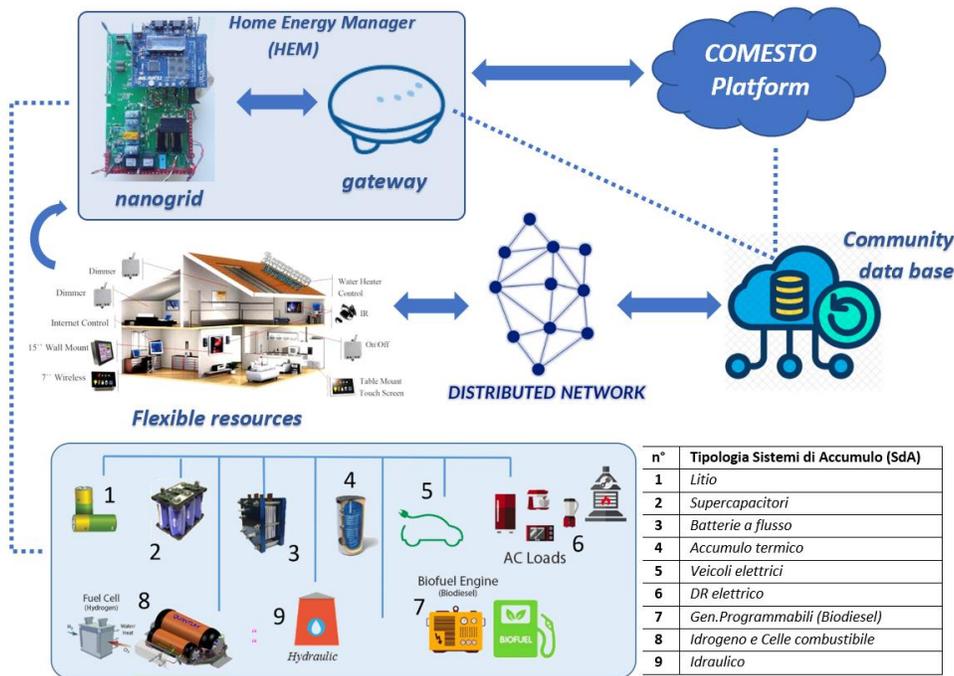


FIGURA 4 - RAPPRESENTAZIONE DELL'ARCHITETTURA COMESTO PER LA FORNITURA DI SERVIZI

Come definito in AR 5.4 , N rappresenta il numero di sistemi di accumulo di tipologia giornaliera (breve termine) o strumenti per effettuare la programmazione giornaliera . Sono stati presi in considerazione sei sistemi di breve periodo:

- 1 - *Accumulo elettrochimico a Litio* (breve periodo - giornaliero);
- 2 - *Batterie a Flusso* (breve periodo - giornaliero);
- 3 - *Super capacitori* (breve periodo - giornaliero);
- 4 - *Accumulo di tipo termico* (breve periodo - giornaliero);
- 5 - *Accumulo fornito da Veicoli Elettrici* (breve periodo - giornaliero);
- 6 - *Demand Response di tipo elettrico* (breve periodo). La R non è un sistema di accumulo ma è un processo di incremento o diminuzione del carico elettrico considerato in maniera equivalente al processo di carica-scarica di un accumulo. L’utilizzo della demand response è assimilabile ad un sistema di accumulo poiché l’utente può aumentare o diminuire il suo carico lasciando più o meno margine allo storage di caricare o scaricare potenza. Nel caso di assenza di sistema di accumulo l’utente può comunque rispondere ad un aumento del carico che assolve alla stessa funzione;

M , rappresenta il numero di sistemi di accumulo di lungo periodo o strumenti per effettuare la programmazione stagionale. Sono stati presi in considerazione tre sistemi di lungo periodo:

7 - *Accumulo Biodiesel* (lungo periodo - stagionale);

8 - *Accumulo idrogeno* (lungo periodo - stagionale);

9 - *Accumulo idrico* (lungo periodo – stagionale, non considerato nel prosieguo degli sviluppi).

Con il pedice j si indica la tipologia di tecnologia utilizzata per soddisfare le richieste del modello di DR.

Estensione del modello di gestione base (solo accumulo breve - BP), Stagionale (LP) e con MSD.

Il modello matematico 'base' anticipato in AR5.4 dal quale si sono sviluppate le diverse versioni ha preso in considerazione prima un singolo sistema di accumulo di breve periodo, successivamente è stata sviluppata una versione con storage multipli sempre di breve periodo considerando infine oltre alla presenza di storage di breve termine, accumuli di tipo stagionale con l'obiettivo di conservare o erogare energia nel lungo periodo. Per queste versioni di modello si è fornito supporto al partner Evolvere che si è occupato di implementare dal punto di vista software i modelli proposti organizzando un ambiente di test per le simulazioni attraverso l'utilizzo di due possibili metodi rappresentati dagli Algoritmi Genetici (GA) e della Programmazione Lineare (PL).

Per lo sviluppo del modello sono state scelte le N tipologie di sistemi di accumulo giornaliero che intervengono nel breve periodo (litio, flusso, super-condensatori, accumulo termico, veicoli elettrici, DR e generatori programmabili) e le M tipologie di sistema di accumulo stagionale o di lungo periodo (generatori programmabili a biofuel, idrogeno e accumulo idrico) sulle quali ripartire gli eccessi o difetto di energia della comunità energetica locale.

Rispetto alla versione base, nell'evoluzione finale del modello (che riporta per semplicità e brevità l'ultima versione) sono state inserite le N+M tipologie di accumulo ampliando i vincoli in funzione delle caratteristiche della tipologia di accumulo. Si sono inseriti dei riferimenti di prezzo e le frazioni minime e massime di energia da conservare nel lungo periodo.

L'ampliamento dei vincoli ha rappresentato una parte molto importante dovendo tenere in considerazione la presenza di N+M tipologie di accumuli con caratteristiche diverse all'interno dello stesso modello.

La funzione obiettivo (F.O.) è stata elaborata in modo da prendere in esame non solo la presenza di una parte legata al breve periodo come definito nella versione base del modello, ma anche una componente di lungo periodo nella quale si va a valutare la convenienza a stoccare energia nell'accumulo di breve periodo piuttosto che in quello stagionale oppure rivolgersi al mercato in base ad una valutazione dei prezzi dell'energia previsti.

La F.O. obiettivo in questo caso massimizza per tutte le 24 ore l'autoconsumo di comunità, la quantità da vendere/acquistare dallo storage di breve e lungo periodo e la quantità di energia residua da vendere/acquistare sul mercato esterno. In base al valore dei segni la F.O. massimizza l'accumulo nello storage giornaliero, stagionale e la vendita di energia sul mercato:

$$\max \sum_{i=1}^{24} (S_i^{eccj} Cch^j + L_i E_i^j + \tau_i C_i) \quad (\text{eq. 4.1.1})$$

con S_i^{eccj} energia in eccesso da conservare all'ora i dall'accumulo di breve periodo j e Cch^j funzione di costo relativa alla carica della tecnologia j ; $L_i = \text{PAP}$ se $E_i > 0$ energia in eccesso da conservare all'ora i dall'accumulo di lungo periodo j dove PAP rappresenta il prezzo di acquisto dell'energia previsto nel mercato interno; $\tau_i = \text{PZ}_i$ se $C_i > 0$ energia residua da vendere sul mercato dove PZ rappresenta il prezzo di vendita dell'energia sul mercato esterno.

Oppure analogamente la F.O. minimizza i prelievi dall'accumulo stagionale e gli acquisti da mercato:

$$\min \sum_{i=1}^{24} (S_i^{diffj} Cdis^j + L_i E_i^j + \tau_i C_i) \quad (\text{eq. 4.1.2})$$

con S_i^{diffj} energia in difetto da prelevare all'ora i dall'accumulo di breve periodo j e $Cdis^j$ funzione di costo relativa alla scarica della tecnologia j ; $L_i = \text{PVP}$ se $E_i < 0$ energia in difetto da erogare all'ora i dall'accumulo di lungo periodo j dove PVP rappresenta il prezzo di vendita dell'energia previsto nel mercato interno; $\tau_i = \text{PUN}_i$ se $C_i < 0$ energia residua da acquistare sul mercato dove PUN rappresenta il prezzo di acquisto dell'energia sul mercato esterno.

Si può pertanto riscrivere la F.O. in modo tale da considerare in maniera unica le condizioni precedenti:

$$\min \sum_{i=1}^{24} (\tau_i C_i + (S_i^{eccj} Cch^j + S_i^{diffj} Cdis^j) + L_i E_i^j) \quad (\text{eq. 4.1.3})$$

con

- $\tau_i = \text{PZ}_i$ se $C_i > 0$ energia residua da vendere sul mercato (C_i^p).
- $\tau_i = \text{PUN}_i$ se $C_i < 0$ energia residua da acquistare sul mercato (C_i^m).
- $L_i = \text{PAP}$ se $E_i > 0$ energia in eccesso da conservare all'ora i dall'accumulo di lungo periodo j (E_i^{pj}).
- $L_i = \text{PVP}$ se $E_i < 0$ energia in difetto da erogare all'ora i dall'accumulo di lungo periodo j (E_i^{mj}).

Si può riscrivere la formulazione della F.O. completa che tiene conto di tutti i contributi e delle relative casistiche che pertanto diventa più complessa:

$$\min \sum_{i=1}^{24} ((\text{PUN}_i * C_i^p - \text{PZ} * C_i^m) + (S_i^{eccj} Cch^j + S_i^{diffj} Cdis^j) - (\text{PAP} * E_i^{pj}) + (\text{PVP} * E_i^{mj})) \quad (\text{eq. 4.1.4})$$

Infatti, se E_i è positivo ciò vuol dire che si ha eccesso di energia nel lungo periodo allora si deve conservare energia accumulandola in aggregazione tramite gli utenti al prezzo di acquisto PAP previsto nel mercato interno mentre, se E_i è negativo si ha difetto di energia nel lungo periodo allora si prevede

di prelevare energia attingendo dagli accumuli stagionali che può essere venduta agli utenti in aggregazione al prezzo PVP previsto nel mercato interno.

Ovviamente i prezzi di acquisto e/o vendita dell'energia dipendono dalle strategie del gestore della comunità energetica (l'aggregatore) e anche dai prezzi del mercato esterno. Pertanto, il prezzo di equilibrio dello scambio di energia nella Comunità (PA) è dipendente anche da fattori esterni ad essa. Uno degli aspetti fondamentali della comunità è quello di definire il prezzo base dell'energia scambiata all'interno della comunità energetica che vale PAP per gli acquirenti e PVP per i venditori.

L'idea è quella di apportare un vantaggio sul prezzo base in aggregazione dato da un valore 'premio' determinato dalla bontà del comportamento dell'utente valutata tramite la capacità di inseguire (tramite la nanogrid a cui è connesso il sistema di accumulo) il profilo di scambio suggerito.

Come illustrato in AR5.4 Figura 10, in condizioni ottimali $PVP \leq PA \leq PAP$ quindi vi è un vantaggio comune tra consumatori (che hanno un vantaggio sul prezzo dell'energia assorbita e acquistata in aggregazione pari a $PAP-PA$) e per i produttori che immettono energia in aggregazione (remunerata ad un prezzo maggiore rispetto alla remunerazione standard pari a $PA-PVP$) e che viene autoconsumata dalla comunità.

Un ulteriore vantaggio è dato dai servizi ancillari forniti sulla rete di distribuzione intesi come possibilità di soddisfare gli ordini di dispacciamento del DSO per la rete di distribuzione (servizi locali) e del TSO per la rete di trasmissione (servizi globali).

Rispetto al modello base individuato, il modello matematico sviluppato per la gestione della flessibilità con storage di breve e lungo periodo ha preso in considerazione anche una ulteriore componente aggiuntiva legata alla partecipazione delle risorse flessibili al mercato dei servizi. Il presupposto è che la capacità stimata in eccesso o difetto che si prevede non essere gestita in aggregazione, venga considerata sotto forma di offerta nel mercato dei servizi in modo tale da far coincidere una inefficienza locale prevista in un determinato istante di tempo nel mercato locale con una richiesta di flessibilità della rete sul mercato globale. In tal modo si ha un importante vantaggio dovuto dalla remunerazione del servizio offerto tramite la capacità di regolazione in determinati intervalli di tempo che ha un valore economico maggiore rispetto ai mercati dell'energia (circa tre-quattro volte maggiore). Di contro vi è che il mancato impegno di fornire servizi accettati può determinare anche costi per penalità molto importanti (circa due volte e mezzo rispetto al valore offerto e accettato nel mercato dei servizi).

In questa definizione del problema si sono inserite altre due tipologie di dati che sono stati presi in considerazione nel modello matematico generale che include anche la fornitura dei servizi alla rete di distribuzione:

- la capacità regolante $CREG_i$, capacità da offrire nel mercato dei servizi (locali o globali) da parte

di un utente può essere identificata secondo due possibili tipologie: Una capacità di aumentare l'immissione in rete/diminuire l'energia assorbita da rete detta anche offerta a salire ($CREG_i^p$) oppure la capacità di ridurre l'immissione in rete/aumentare l'energia assorbita da rete che può essere ottenuta con un aumento del carico, detta anche offerta a scendere ($CREG_i^m$).

- analogamente il prezzo da offrire $P_{OFF\ i}$ varia a seconda della tipologia di offerta a salire ($POFF_i^p$) oppure a scendere ($POFF_i^m$) che rappresenta il prezzo da offrire sul mercato dei servizi di dispacciamento.

Tra le variabili del modello invece vengono aggiunti, oltre al coefficiente a_i^j con $j=1\dots 8$ e $i=1\dots 24$ che rappresentava il coefficiente per ripartire la disponibilità (generazione o carico) sulle j tipologie di sistemi di accumulo nelle ore della giornata, il coefficiente b_i^j che rappresenta il coefficiente di capacità regolante all'ora i della specifica tipologia di accumulo j .

La F.O. sarà sempre legata alla minimizzazione di un costo (o massimizzazione del guadagno) ma in questo caso le componenti saranno quattro rispetto a quanto già specificato:

$$\min \sum_{i=1}^{24} \left((PUN_i * C_i^p - PZ * C_i^m) + (S_i^{ecc\ j} Cch^j + S_i^{dif\ j} Cdis^j) - (PAP * E_i^{pj}) + (PVP * E_i^{mj}) - (POFF_i^p * CREG_i^p) - (POFF_i^m * CREG_i^m) \right) \quad (\text{eq. 5.1.5})$$

Per quanto riguarda la possibilità di fornire regolazione tramite i diversi accumuli presenti, la discriminante nella scelta sarà rappresentata da una funzione di costo di carica Cch^j e di scarica $Cdis^j$ di ciascuna tipologia di accumulo j presente.

Si mostra in appendice il modello di gestione con accumulo di breve e lungo periodo e partecipazione al mercato per la fornitura dei servizi ancillari locali (tipo MSD).

Il modello OFIS-DA quindi in definitiva restituisce degli output che rappresentano l'input del blocco DRPG con il quale si comunicherà all'n-esima nanogrid presso l'utente al quale è connesso il sistema di accumulo di tipologia j , il suo contributo, ossia quanta energia tramite l'ausilio della tecnologia abilitante (nanogrid) si dovrà conservare/erogare per far in modo che quella tipologia di accumulo riesca a soddisfare il suo obiettivo complessivo.

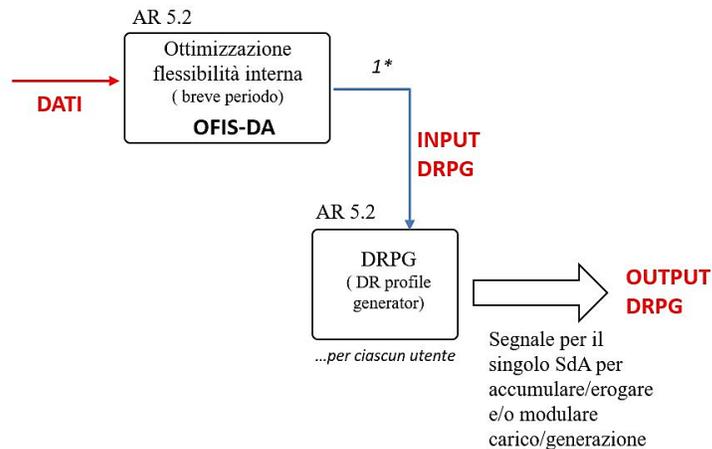


FIGURA 5 - INPUT-OUTPUT OFIS-DA E DRPG in D5.4

Gli output di OFIS saranno due:

1) Profilo orario aggregato di generazione e consumo all'ora i , come valori da distribuire sulle 24 ore per ogni tipologia di accumulo j . Questo vettore di 24 elementi per ogni tipologia di accumulo rappresenta un dato di input del DRPG che si occuperà poi di distribuire i 24 valori orari di energia da scambiare sui singoli sistemi di accumulo appartenenti alla tipologia j ;

Per ciascuna tipologia di sistema di accumulo j si avrà un vettore $[a_1^j * D_1, a_2^j * D_2, \dots, a_{24}^j * D_{24}]$ da suddividere tra il numero di storage appartenenti alla stessa tipologia. Corrisponde alla quantità di energia da immagazzinare/erogare nelle 24 ore.

2) Prezzi di acquisto e vendita all'esterno dell'aggregazione. PAP e PVP da parte di ogni singolo utente consumatore e produttore che vengono portati in conto nella ripartizione. I prezzi in questo caso sono un dato trasmesso che partecipa alla determinazione del valore di funzione obiettivo determinando il risultato e pertanto indirettamente la quota di energia da acquistare/vendere sul mercato esterno all'aggregazione. Queste informazioni permettono di definire quindi la quantità M_i da acquistare (se positiva) o da vendere (se negativa) in borsa e comunque sui mercati esterni all'aggregazione:

$$M_i = P_{c_i} - P_{g_i} + [a_i^j * D_i]$$

- P_{c_i} , profilo aggregato di consumo all'ora i (Q) da comunicare al TSO/DSO;
- P_{g_i} , profilo aggregato di generazione all'ora i (P) da comunicare al TSO/DSO;
- $[a_i^j * D_i]$ pari al contributo da caricare (se positivo) o da scaricare (se negativo) in maniera aggregata all'ora i dalla tipologia di accumulo j .

A differenza del mercato interno, sul mercato esterno l’aggregazione prende in considerazione dei prezzi già stabili ed è quindi ‘price taker’ infatti non agisce tramite una strategia di ‘bidding’ [2]. La quantità di energia oraria come output di OFIS-DA viene successivamente ripartita per ciascuna tipologia di accumulo a ciascun utente (profilo di attivazione) tramite il blocco di *Demand Responce Profile Generator (DRPG)*.

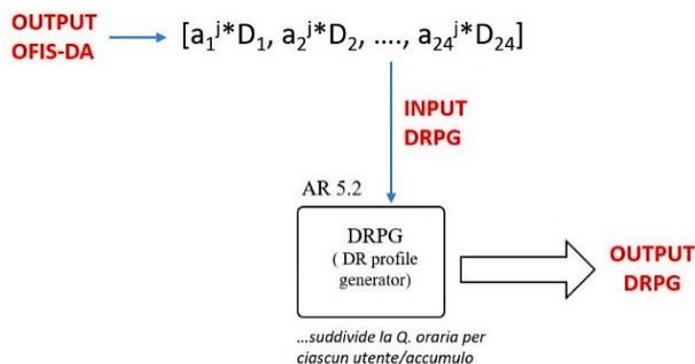


FIGURA 6 - OUTPUT DRPG

Come mostrato nella successiva FIGURA 7 il blocco DRPG trasmette alla singola unità flessibile una quantità di potenza da caricare/erogare dal singolo sistema di accumulo. Questo segnale equivale ad un incremento del carico o della generazione. In particolare i singoli algoritmi di ripartizione del blocco DRPG sono stati oggetto di sviluppo da parte dei vari partner nel corso dell’ AR 5.2 .

3.1.2 Output del modello DRPG:

Dato in ingresso il vettore definito per ogni tipologia di accumulo, l’elemento $a_i^j * D_i$ riferito deve essere ripartito sul numero totale di sistemi di accumulo di tipo j a disposizione tramite un coefficiente $b_i^j * w$ dove $i=1...24$; $j=1...8$, $w=1....W_j$ dove W_j è la numerosità dei SdA della tipologia considerata.

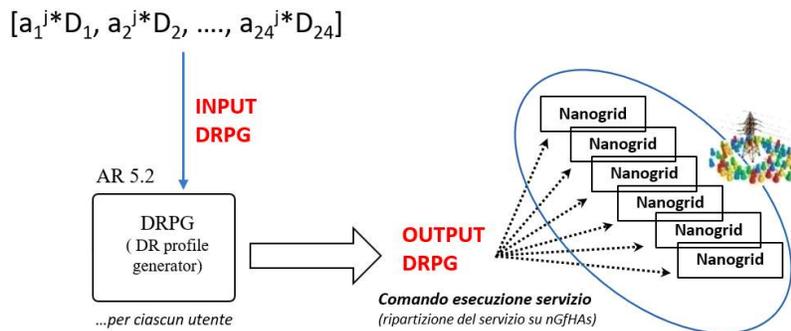


FIGURA 7 - RIPARTIZIONE OUTPUT DRPG SU SISTEMI DI ACCUMULO in D5.4

Se si considera ad esempio la tipologia di accumulo litio con 35 unità disponibili, allora l'elemento $a_1^{1*}D_1$ (D_1 coefficiente di ripartizione dell'energia a disposizione nella prima ora, sugli accumuli di tipo 1 litio) si suddividerà tramite 35 coefficienti b_1^w con $w=1, \dots, 35$.

C'è da precisare che, il segnale di accumulare/erogare dal sistema di accumulo di un utente, fattivamente si traduce in una modifica del profilo di immissione /prelievo che la tecnologia abilitante nanogrid dell'utente si occuperà di inseguire.

Per il completamento del modello, nel seguito sono state sviluppate nelle successive sezioni i singoli algoritmi di ripartizione del blocco in DRPG da ciascun partner.

3.2 GESTIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO

In questa attività si è approfondito lo studio dell'accumulo elettrochimico a litio e le strategie di DR relative all'accumulo a batterie. È stato affrontato uno studio dello stato dell'arte sulla gestione ottimale dello storage elettrico arrivando poi a definire un modello di gestione ottimale dell'accumulo elettrochimico con la definizione di funzione obiettivo e vincoli, implementando il metodo "Multi-Period Storage Management" (MPSM) per la gestione ottimale dello storage e la riduzione dei flussi di potenza con la rete. E' stata condotta una campagna di misura, con profili di generazione e carico, per un utente domestico configurabile come Prosumer a cui poi è stato applicato il modello MSPM

3.2.1 Ruolo dei sistemi di accumulo a supporto del sistema elettrico

Il sistema elettrico sta vivendo una storica transizione dal modello energetico centralizzato verso una struttura mista, che vede in forte crescita i piccoli sistemi di generazione distribuita, in prevalenza da fonti rinnovabili non-programmabili (eolico e fotovoltaico), con la prospettiva di arrivare, entro i prossimi due decenni, a una struttura del sistema elettrico in gran parte distribuita.

Se definiamo domanda di energia elettrica residua l'energia non fornita da fonti rinnovabili ma necessaria per soddisfare il fabbisogno complessivo di energia, maggiore è la variabilità della generazione rinnovabile, maggiore è la flessibilità richiesta alle centrali di produzione disponibili che devono non solo contribuire a soddisfare la domanda residua ma anche supplire alla eventuale repentina indisponibilità tipica di alcune fonti rinnovabili. La disponibilità di sistemi di accumulo, la flessibilità di alcuni tipi di centrali tradizionali e la quantità di risorse rinnovabili a disposizione possono mitigare tale variabilità riducendo i costi aggiuntivi e le difficoltà tecniche di gestione. Nonostante queste possibili misure di supporto la sfida è considerevole. In tale scenario, molte centrali di produzione tradizionali sono ancora necessarie ma saranno sempre meno utilizzate soprattutto nei

paesi dove l'incremento delle fonti rinnovabili sarà più elevato. Tale necessità deriva dalla variabilità e dall'incertezza della fornitura da fonti rinnovabili come l'eolico ed il fotovoltaico per cui la capacità produttiva su cui fare affidamento è molto inferiore alla capacità installata.

Se si considera che il consumo di elettricità e il livello di decentralizzazione della generazione dovuto principalmente all'utilizzo delle fonti rinnovabili, è destinato ad aumentare notevolmente [3], tecnicamente il problema della gestione può essere risolto in due modi: aumentando la capacità della rete esistente (principalmente la rete di distribuzione quindi cavi e trasformatori in media/bassa tensione) oppure come mostrato in FIGURA 8 utilizzando la capacità della rete esistente in modo più efficiente, più intelligente e più "Smart" ovvero sviluppando le Smart Grids [4], opzione all'interno del quale rientra la flessibilità delle risorse con i modelli di DR che si vogliono sviluppare. Mentre risulta chiaro come la decentralizzazione della generazione di energia elettrica parallelamente alla liberalizzazione del mercato offre vantaggi economici ed ecologici ai consumatori tuttavia la loro gestione integrata non è priva di difficoltà.



FIGURA 8 - INDUSTRY DRIVERS OF SMART GRID

La soluzione consiste nel rappresentare le risorse distribuite come centrali elettriche di generazione virtuali (VPPs) in modo da creare un'interfaccia in grado di evidenziare le sinergie tecniche ed economiche del complesso sistema di generazione. Tramite questa interfaccia un operatore del sistema elettrico può raggiungere i seguenti benefici:

- generare previsioni di carico più accurate;
- risolvere in modo selettivo eventuali problemi della rete;
- vendere energia in anticipo e al prezzo più conveniente;
- bilanciare i flussi di potenza.

Il concetto di VPP consente di aumentare la visibilità ed il controllo delle varie fonti di energia grazie ad un sistema di gestione in grado di raccogliere i dati di tutte le sorgenti e di elaborare previsioni,

programmare attività e controllarle. Più in generale questi sistemi integrano anche unità di storage dell’energia che i consumatori utilizzano in modo da migliorare l’efficienza complessiva.

In questo contesto di aleatorietà crescente, è proprio lo storage lo strumento che maggiormente può supportare la transizione energetica per sopperire alle problematiche del sistema elettrico tra cui: congestioni di rete, controllo della tensione di rete, regolazione primaria della frequenza, tutti effetti causati dalla diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili [5]. I sistemi di accumulo assumono un ruolo determinante, permettendo di elaborare una serie di applicazioni di importanza strategica per il sistema nel suo complesso.

L’accumulo permette inoltre di disaccoppiare temporalmente la produzione e il consumo di energia elettrica[6], favorendo in tal modo una maggiore penetrazione dei sistemi di generazione a fonte rinnovabile non programmabile [7].

È opportuno sottolineare che, per le loro caratteristiche di scalabilità le soluzioni elettrochimiche sembrano essere quelle maggiormente indicate al paradigma di generazione e accumulo distribuito.

Di seguito si riportano i possibili ruoli che questi sistemi di accumulo potrebbero avere nell’integrazione della generazione da fonti rinnovabili nonché i vantaggi tecnico-economici offerti dal loro impiego. Vengono inoltre riportate alcune caratteristiche di tali sistemi, necessarie per la modellazione del sistema di accumulo utilizzato nell’implementazione dei diversi modelli di gestione. Si può effettuare una divisione in due classi di prestazioni fornite dagli Storage [8]:

- Prestazioni in potenza, caratterizzate da scambi di elevate potenze elettriche in tempi brevi e con tempi di risposta molto rapidi. In questo caso quindi gli storage possono giocare il ruolo di “stabilizzatori” di uno squilibrio momentaneo tra domanda e offerta di energia in rete. Nel caso dell’accumulo elettrochimico tali prestazioni possono essere fornite anche dai Super-capacitori.
- Prestazioni in energia, caratterizzate da uno scambio di potenza relativamente costante ed un’ autonomia di alcune ore. In questo caso quindi i sistemi di accumulo si comportano in maniera simile a unità di produzione di energia.

Classe	Tipologia	Impiego	Note
«in potenza»	Servizi di rete	Risoluzione congestioni in fase di programmazione	I sistemi di accumulo possono aumentare la capacità di accoglimento del sistema elettrico per le FER (Risorse per la risoluzione delle congestioni in sede di programmazione).
		Regolazione primaria / secondaria / terziaria	Servizi con fini di regolazione della frequenza a 50 Hz, si differenziano per il tempo di risposta e la continuità del servizio che devono garantire.
		Bilanciamento in tempo reale	Riserva di potenza necessaria ad entrare in funzione (a «scendere»/ a «salire») su comando di Terna per risolvere gli sbilanciamenti creati dalla differenza della domanda programmata e quella in «real time».
	«Power quality»	Qualità della tensione e continuità del servizio	I convertitori statici c.c./a.c. per l'accoppiamento del SdA (Sistema di accumulo) alla rete possono essere impiegati per la gestione dei flussi energetici reattivi in rete, servizio particolarmente interessante sulla rete di distribuzione, dove la Grande Distribuzione altera i profili di tensione (controflusso), determinando un loro innalzamento e rendendoli meno prevedibili. Il SdA può migliorare la continuità del servizio della fornitura (SAID); SAIFI). Se il SdA è connesso presso un Utente, può operare da UPS per l'utenza sottesa.

FIGURA 9 - SERVIZI DI STORAGE 'IN POTENZA'

Classe	Tipologia	Impiego	Note
«in energia»	Time-shift	Arbitraggio prezzo energia (storage + FRNP)	Acquistare energia per immagazzinarla nelle ore in cui i prezzi sono bassi, al fine di rivenderla (o utilizzarla) nelle ore in cui i prezzi sono più elevati.
		Aumento quota autoconsumo	Aumento della quota di energia prodotta e direttamente autoconsumata, soprattutto grazie alla parte di produzione di energia non consumata simultaneamente alla sua produzione, ma immagazzinata nel sistema di accumulo.
		Riduzione potenza impegnata	L'utilizzo del sistema di accumulo per uniformare i carichi e di conseguenza eliminare i «picchi» permette di ridurre la potenza impegnata.
	Integrazione impianti FRNP	Risoluzione congestioni di rete	I sistemi di accumulo possono aumentare la capacità di accoglimento del sistema elettrico.
		Regolarità/Prevedibilità profilo di immissione e profilo di cambio interfaccia AT/MT	La stima dei profili di consumo/generazione è soggetta a errori di previsione (più elevati con l'avvento delle rinnovabili). Per compensare gli errori di previsione, Terna deve acquistare risorse su MSD.
	-	Differimento (riduzione) investimenti di rete	Alternativa di investimento rispetto all'aumento della capacità della rete elettrica già esistente.
	Sicurezza sistema elettrico	Sistema di difesa e rialimentazione sistema elettrico in caso di black out	In caso di black-out generalizzato, la procedura di riaccensione del sistema elettrico richiede la disponibilità di centrali di ripartenza autonoma, ossia centrali (idroelettriche, turbogas) in grado di avviarsi autonomamente in assenza di alimentazione dalla rete elettrica.

FIGURA 10 - SERVIZI DI STORAGE 'IN ENERGIA'

L'utilizzo efficace dei sistemi di storage consente di sfruttare al meglio la generazione di potenza esistente permettendo anche il differimento degli investimenti per il potenziamento della rete elettrica fornendo localmente al carico la quota di potenza che la rete elettrica non potrebbe fornire.

L'utilizzo dei sistemi di accumulo in ambito '*peak-shaving*' permette all'utente il dimensionamento del suo impianto su una potenza che non è quella massima richiesta, stipulando con l'ente fornitore un contratto con una potenza inferiore. In tale assetto il sistema di accumulo ha il compito di integrare la potenza richiesta dai carichi superiore alla potenza contrattuale.

Il '*time-shifting*' invece, indica lo spostamento temporale degli assorbimenti di energia elettrica. In genere si considerano come applicazioni quelle per cui viene accumulata energia nei periodi a carico ridotto per utilizzarla successivamente quando il carico è maggiore, con vantaggi di tipo economico e tecnico, rispettivamente per effettuare l'arbitraggio, e per la risoluzione del problema delle congestioni di rete.

I sistemi di accumulo utilizzati per il power balancing devono garantire sia delle prestazioni in termini di energia, sia in termini di potenza richiedendo dei tempi di risposta abbastanza rapidi.

L'inseguimento del carico richiede che l'accumulatore assorba o ceda energia alla rete in funzione dello squilibrio creatosi tra generatori e carichi.

I servizi ancillari consistono, in genere, nella compensazione rapida dei carichi, regolazione della frequenza e della tensione, ed il miglioramento della qualità dell'energia trasmessa.

La regolazione istantanea della frequenza consiste nel compensare le variazioni di carico in modo da livellare il profilo del diagramma di carico limitando gli scostamenti della frequenza rispetto al suo valore nominale [9]. I sistemi di accumulo si adattano molto bene a fornire tale tipo di servizio; essi infatti hanno la capacità di rispondere con prontezza alle variazioni di frequenza (pochi secondi), inoltre essi hanno la capacità di passare dalle condizioni di scarica a quelle di carica celermente, offrendo delle prestazioni doppie rispetto ai sistemi di regolazione tradizionali.

3.2.2 Metodo MPSM - gestione ottimale dello storage per riduzione dei flussi di potenza con la rete

Per raggiungere le funzionalità della DR un ESS (energy storage system) deve essere opportunamente gestito per affrontare problemi legati alle incertezze delle FER, carico e prezzo di mercato. In una prima fase lo studio si è concentrato sulla minimizzazione dei flussi di potenza scambiati con la rete e la riduzione dei picchi di potenza.

L'algoritmo che ne è derivato, rappresenta il modello di gestione dello storage ed è stato caratterizzato dalla sua multi-periodicità, infatti esso gestisce i flussi di potenza per più di un giorno.

L'approccio utilizzato è in Real-Time, dove si presuppone di conoscere la potenza erogata dall'impianto di produzione, nel nostro caso specifico uno impianto fotovoltaico (FV) installato presso un abitazione, e i consumi dell'utente.

Le principali variabili utilizzate per l'implementazione del modello sono riportate di seguito:

- Pg^t = Potenza scambiata con la rete nell'ora t ;
- Pl^t = Potenza dovuta al carico nell'ora t ;
- Ppv^t = Potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico nell'ora t ;
- Ps^t = Potenza scambiata con il sistema di accumulo nell'ora t ;
- Es^t = energia accumulata nel sistema d'accumulo all'ora t ;
- SOC_0 = state of charge iniziale del sistema di accumulo.
- SOC_m , SOC_M = livello di carica (state of charge) minimo e massimo del sistema d'accumulo;
- PS_{MAX} , PS_{MIN} = potenza massima e minima del sistema d'accumulo;

Le principali equazioni che descrivono il metodo sono riportate di seguito

$$O.F.: \min \sum_{t=1}^T Pg^t \quad (\text{eq. 4.2.1})$$

$$Pg^t = Pl^t - Ppv^t - Ps^t \quad (\text{eq. 4.2.2})$$

$$SOC^{t+1} = SOC^t - Ps^t * \Delta t \quad (\text{eq. 4.2.3})$$

$$SOC_m \leq SOC^t \leq SOC_M \quad (\text{eq. 4.2.4})$$

$$PS_{Min} \leq Ps^t \leq PS_{Max} \quad (\text{eq. 4.2.5})$$

$$SOC^{t=1} = SOC_0 \quad (\text{eq. 4.2.6})$$

Il metodo può essere anche utilizzato per diversi giorni (d), ogni giorno è suddiviso in più intervalli temporali (t); tali intervalli temporali nel caso specifico coincidono con l'ora.

La funzione obiettivo (F.O.) rappresenta la minimizzazione di una funzione della potenza di rete definita $f(Pg^t)$; con tale funzione si indicano diversi obiettivi da ottimizzare infatti, si può:

- minimizzare l'intera energia scambiata con la rete;
- minimizzare i picchi di potenza;
- minimizzare l'energia scambiata per un particolare periodo di tempo con la rete;
- altre funzionalità che includono parametri economici.

Il metodo è soggetto ai vincoli definiti dalle equazioni da (4.2.1) a (4.2.6) nel quale il vincolo (4.2.2) è utilizzato per calcolare la potenza scambiata con la rete, Pg^t ; i vincoli da (4.2.3) a (4.2.6) riguardano invece l'operatività dello storage. In (4.2.3) viene calcolata la variazione dell'energia accumulata (tra due differenti intervalli temporali), in (4.2.4) l'energia accumulata è limitata tra un valore minimo e

massimo (dipendenti dalla capacità dello storage); in (4.2.5) la potenza di carica e di scarica dello storage sono limitate; in (4.2.6) viene definita l’energia iniziale presente nell’accumulo.

Avendo a disposizione i valori di potenza del carico e di produzione da fotovoltaico (FV), viene calcolata la differenza tra i due profili. Tale differenza rappresenta l’input al metodo, il quale risolve la funzione obiettivo tenendo in considerazione i diversi vincoli. Il metodo restituisce la schedulazione ottimale della potenza dello storage e di conseguenza il profilo di potenza della rete.

3.2.3 Simulazioni delle metodologie scelte

Per testare l’efficacia del metodo, sono state effettuate due differenti simulazioni per verificarne i vantaggi, applicando il metodo sia nel caso di singola utenza che nel caso di un’insieme di utenze prosumer.

3.2.3.1 Singolo prosumer

Per testare l’efficacia del metodo, la prima simulazione considera come prosumer un’abitazione, sita nel sud Italia e dotata di impianto fotovoltaico.

La potenza in prelievo dell’utenza è pari a 5 kW mentre l’impianto di generazione fotovoltaica installato ha una potenza nominale pari a 4,77 kW. I risultati vengono riportati per un periodo temporale di sette giorni, nel mese di Maggio. In FIGURA 11 sono riportati i profili di carico e produzione da FV per i sette giorni in esame.

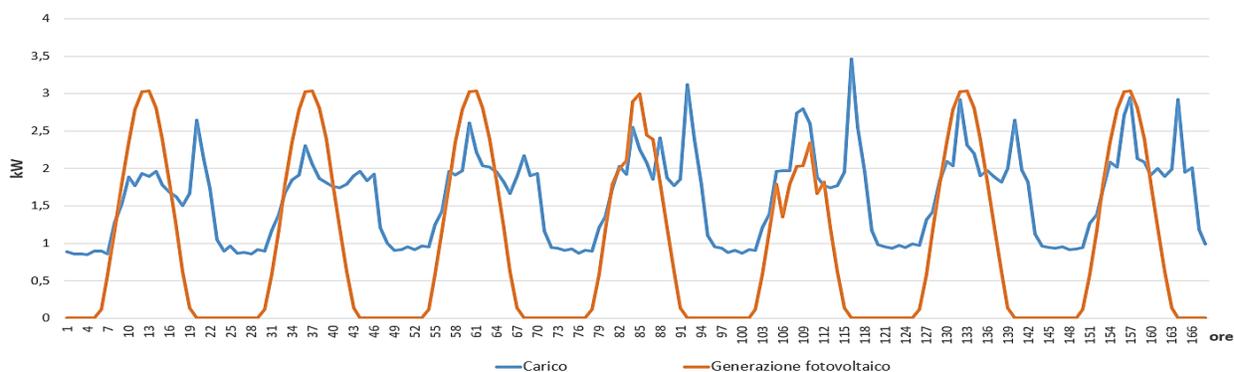


FIGURA 11 - PROFILI DI GENRAZIONE E CARICO NELLA SETTIMANA CONSIDERATA

Questa situazione come mostrato in FIGURA 12 porta ad avere i seguenti scambi di potenza con la rete esterna per un totale di 155,11 kWh scambiati, di cui 21,9 kWh è l’energia immessa e 133,42 kWh quella assorbita

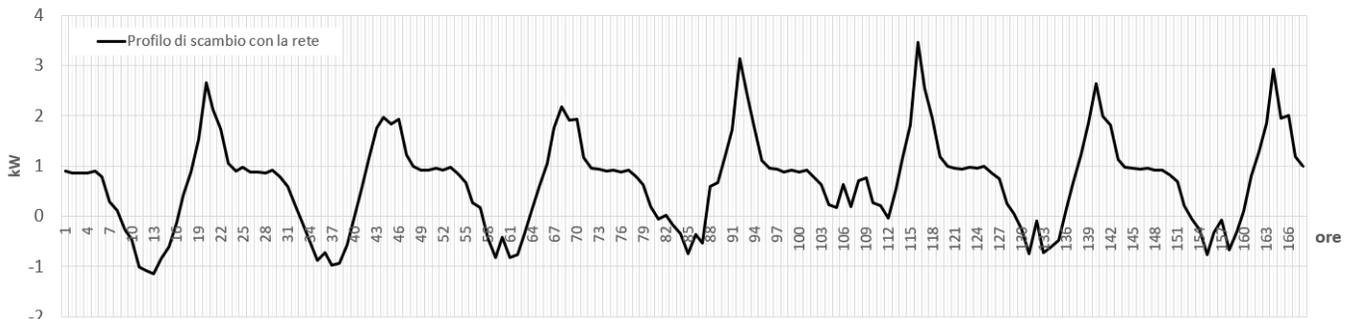


FIGURA 12 - PROFILO DI SCAMBIO CON LA RETE

L'impianto fotovoltaico di cui sopra è però dotato di accumulo, con capacità nominale di accumulo di 10 kWh. Effettuando la minimizzazione dei flussi scambiati con la rete mediante il metodo mostrato in precedenza, come mostrato in FIGURA 13 si ottengono i seguenti risultati:

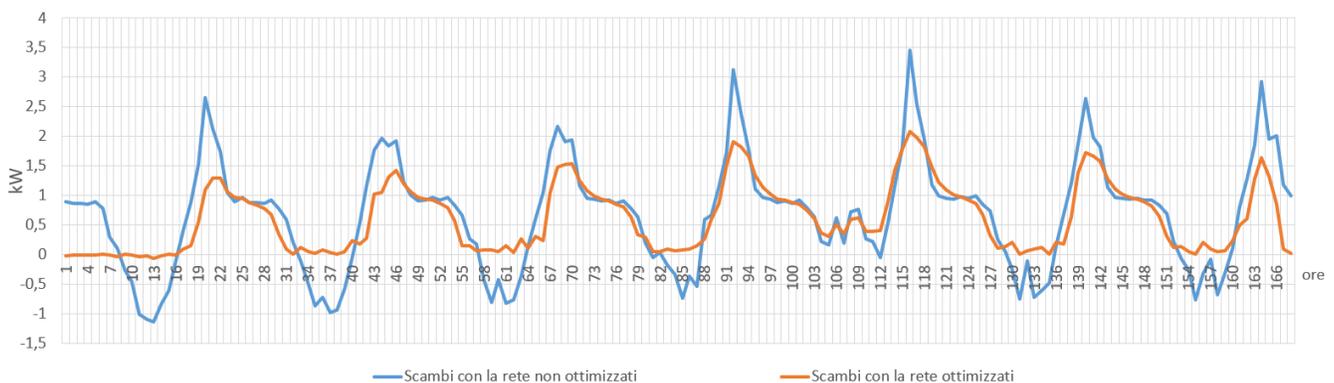


FIGURA 13 - RISULTATI DEL METODO DI OTTIMIZZAZIONE MIN FLUSSI (caso di singolo prosumer)

L'energia scambiata con la rete si riduce così a 103,3 kWh, dove 102,74 kWh è l'energia assorbita mentre 0,29 kWh è l'energia immessa in rete.

TABELLA 1 - RISULTATI SIMULAZIONE CON ALGORITMO MPSM

[kWh]	Sistema carico-FV-Accumulo (prima)	Sistema carico-FV-Accumulo (dopo)	delta
Scambiati con rete	155,11	103,3	- 51,81
Immessa	21,90	0,29	- 21,61
Assorbita	133,42	102,74	- 30,68

Si nota dunque una riduzione di circa 51 kWh di energia scambiata con la rete elettrica. Si nota inoltre anche una riduzione dei picchi di potenza, difatti, senza utilizzare l'algoritmo si hanno picchi che si

attestano a valori superiori a 3,4 kW, mentre a seguito dell'ottimizzazione il picco di potenza maggiore sarà di 2,1kW.

Da tale analisi si osserva che oltre a dover utilizzare un buon metodo di gestione dell'accumulo, c'è bisogno anzitutto di dimensionare correttamente l'impianto FV, nonché il sistema di accumulo, in modo da avere ulteriori benefici in termini di riduzione dei flussi di potenza scambiati con la rete [10].

Si suppone ora che il prosumer considerato abbia una potenza massima limitata Pg^t . Ciò può essere dovuto a diverse ragioni, per esempio:

- il prosumer ha un contratto con il distributore di energia per una potenza ridotta;
- la rete di distribuzione è dimensionata per una potenza limitata.

Una tale tipologia di gestione consente di ridurre i problemi legati alla congestione o restrizioni riguardanti i dispositivi di interfaccia. Bisogna sottolineare che tale vincolo di potenza è valido sia per la potenza in immissione che quella in prelievo; il metodo viene quindi completato aggiungendo ai vincoli la seguente relazione:

$$|Pg^t| \leq Pg_{max} \quad (\text{eq. 4.2.7})$$

La funzione obiettivo è implementata per minimizzare l'intero scambio di energia con la rete, come implementato nella sezione precedente. Bisogna sottolineare che questa simulazione differisce dalla precedente minimizzazione dei picchi di potenza nella quale non si aveva un limite massimo di potenza per la potenza scambiata con la rete. Nel caso specifico avremo per esempio una potenza massima in prelievo di 1,5 kW.

La quantità di energia scambiata con la rete è analoga a quella del caso precedente, la sola differenza risiede nel profilo di potenza scambiata con la rete Pg^t , in FIGURA 14 sono riportati i profili di potenza scambiata.

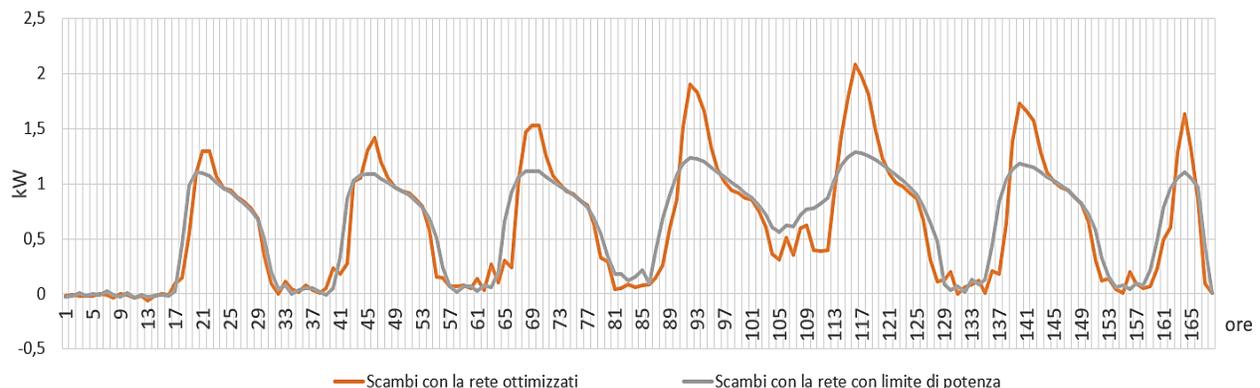


FIGURA 14 - RISULTATI DEL METODO DI OTTIMIZZAZIONE MIN FLUSSI CON VINCOLO DI MAX PRELIEVO

(caso di singolo prosumer)

Si può notare che la potenza massima Pg_max (1,28 kW) ottenuta in questo caso è minore della potenza massima ottenuta con la simulazione precedente, dove Pg_max era 2,1 kW, questo significa che per quegli intervalli di tempo e giorni specifici, il vincolo (eq. 4.2.7) è attinto.

3.2.3.2 N° Prosumers e strategia di minimizzazione degli scambi con la rete.

Il caso analizzato nel paragrafo precedente riguarda la gestione dello storage all'interno di una singola utenza, prendendo quindi in considerazione un singolo Prosumer. A questo punto l'algoritmo visto in precedenza, viene opportunamente modificato come di seguito per renderlo adeguato ad un'aggregazione di Prosumers.

Le variabili aggiuntive saranno le seguenti:

- m = numero di Prosumers
- P^t = profilo aggregato di produzione
- Q^t = profilo aggregato di consumo
- $DIFF^t = (P_i - Q_i)$
- s_j^t = coefficiente di ripartizione dell'energia prodotta/consumata all'ora t del sistema di accumulo jesimo con $j=1,2 \dots n$

dal quale derivano i seguenti vincoli modificati:

$$Ppv^t - Pl^t = Diff^t \quad (\text{eq. 4.2.8})$$

$$SOC^{t+1} = SOC^t + Ps^t * \Delta t / CapAcc \quad (\text{eq. 4.2.9})$$

$$Pg^t = \left(DIFF^t - \sum_{j=1}^m Diff_j^t * s_j^t \right) \quad (\text{eq. 4.2.10})$$

$$0 \leq s_j^t \leq 1 \quad (\text{eq. 4.2.11})$$

$$SOC_j^{t+1} = SOC_j^t + s_j^t * Diff^t \quad (\text{eq. 4.2.12})$$

$$SOC_{m,j} \leq SOC_j^t \leq SOC_{M,j} \quad (\text{eq. 4.2.13})$$

$$Ps_{min,j} \leq Ps_j^t \leq Ps_{Max,j} \quad (\text{eq. 4.2.14})$$

$$SOC_j^{t=1} = SOC_{j,0} \quad (\text{eq. 4.2.15})$$

Nell'equazione (eq. 4.2.10), abbiamo la nuova espressione della potenza scambiata con la rete che tiene conto della differenza tra carico e generazione dell'aggregato e dei fattori s_j . L'equazione (eq. 4.2.12) invece rappresenta frazione di energia che viene conservata/prelevata dal sistema di accumulo per ogni

utente dell’aggregazione. Il modello è stato utilizzato su una comunità di sette Prosumer, tutti di tipo domestico, quindi abitazioni con potenze installate tra i 2,2 kW e i 5 kW .

Ciascun utente è stato dotato di storage con capacità commisurata ai consumi e alla produzione da fotovoltaico. In questo caso si è scelto, di prendere come intervallo temporale, non più una settimana, bensì una singola giornata (24 ore). I risultati ottenuti dalla nuova ottimizzazione sono mostrati in FIGURA 15.

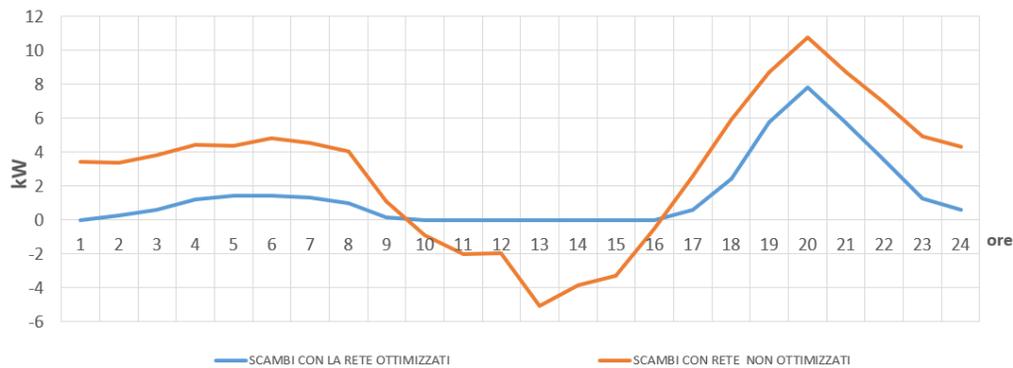


FIGURA 15 - RISULTATI DEL METODO DI OTTIMIZZAZIONE MIN SCAMBIO (caso di un insieme di utenti prosumer)

Anche in questo caso si può notare immediatamente la riduzione del picco massimo di potenza, da 10,77 kW a 7,85 kW, oltre che una riduzione dell’energia scambiata con la rete di 69,26 kWh, con un quasi totale azzeramento dell’energia immessa in rete.

3.2.3.3 N° Prosumers e strategia di massimizzazione del profitto

In questo paragrafo si prende in considerazione come funzione obiettivo, non più la minimizzazione degli scambi con la rete ma la massimizzazione del profitto da parte dell’aggregazione nell’acquistare o vendere energia sul mercato.

Il problema di ottimizzazione risolto in precedenza, ovvero la minimizzazione dei flussi scambiati con la rete elettrica, era un tipo di ottimizzazione convessa, dove la funzione obiettivo e i vincoli sono funzioni convesse.

Matematicamente è definita come:

- $\min_x f_0(x)$

Sottoposta ai vincoli:

- $f_i(x) \leq b_i, \quad i = 1, \dots, m.$
- Con $f_0, \dots, f_m: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ che sono funzioni convesse.

Il problema che si è andati ad affrontare in questo paragrafo invece è formulato come massimizzazione del profitto. Si può notare dunque che la funzione di minimizzazione dei flussi è convessa, mentre la funzione di profitto è concava. Ad ogni modo, il problema di massimizzare una funzione concava f può essere riformulato in modo equivalente minimizzando la funzione $-f$, la quale è convessa.

Si considererà il prezzo unico nazionale (PUN) qualora vi dovesse essere acquisto di energia dalla rete esterna per coprire la quota di fabbisogno dell'aggregazione non coperto dalla generazione interna e dall'accumulo distribuito, mentre invece si prenderà in considerazione il prezzo zonale (nel nostro caso la zona virtuale considerata Centro-Sud) se vi dovesse essere un surplus di energia prodotta da vendere sul mercato. Così facendo si avrà come nuova funzione obiettivo:

$$\text{Max } \sum_{t=1}^{24} P g^t * C^t \quad (\text{eq. 4.2.16})$$

con

$C^t = \text{PUN}^t$ se $P g^t < 0$

$C^t = \text{PZ}^t$ se $P g^t > 0$.

Dove PUN e PZ hanno i valori [11] che portano ai seguenti risultati, inerenti ovviamente la giornata presa in considerazione nella simulazione:

TABELLA 2 - VALORIZZAZIONE DELLA POTENZA SCAMBIATA CON LA RETE

ora	Italia (PUN €/MWh)	Centro Sud (Prezzo zonale €/MWh)	$P g * C$ [€]
1	34,7	35,1	-€ 0,02
2	29,4	29,4	-€ 0,03
3	23,8	23,8	-€ 0,04
4	20,0	20,0	-€ 0,05
5	23,9	23,9	-€ 0,07
6	29,4	29,4	-€ 0,09
7	39,4	39,4	-€ 0,12
8	47,3	47,3	-€ 0,13
9	57,1	56,0	-€ 0,04
10	57,0	57,3	+€ 0,06
11	53,1	53,4	+€ 0,12
12	53,0	53,9	+€ 0,14
13	48,0	48,6	+€ 0,21
14	47,0	48,1	+€ 0,16
15	49,5	50,4	+€ 0,12
16	50,0	50,5	+€ 0,01
17	52,0	52,5	-€ 0,10

18	50,3	50,5	-€ 0,20
19	50,2	50,3	-€ 0,19
20	53,3	55,2	-€ 0,36
21	55,1	57,7	-€ 0,35
22	52,0	54,0	-€ 0,24
23	47,1	47,1	-€ 0,15
24	41,9	42,0	-€ 0,09
TOTALE			-€ 1,43

Per quanto concerne gli scambi con la rete, avremo 46,82 kWh, di cui 41 kWh di energia assorbita e 5,73 kWh di energia immessa, valore maggiore di quello trovato con la precedente simulazione (35,24 kWh). L'andamento nelle 24 ore è il seguente:

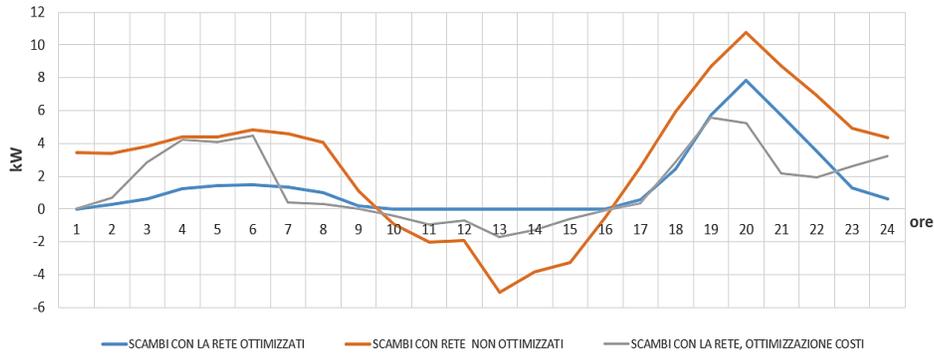


FIGURA 16 - RISULTATI DEL METODO DI OTTIMIZZAZIONE MAX PROFITTO (caso di un insieme di utenti prosumer)

3.2.4 Modello per la ripartizione dell'accumulo elettrochimico (Batterie a Litio)

Questo algoritmo tiene in considerazione come input un segnale di energia inviato dall'aggregatore, per tutti gli accumuli elettrochimici presenti nella energy community. Il compito del modello sarà dunque quello di ripartire, per ogni ora, questo valore tra i vari storage elettrochimici a disposizione, tenendo in conto i seguenti vincoli ed equazioni:

$$Ppv^t - Pl^t = Diff^t \quad (\text{eq. 4.2.17})$$

$$SOC^{t+1} = SOC^t + Ps^t * \Delta t \quad (\text{eq. 4.2.18})$$

$$0 \leq s_j^t \leq 1 \quad (\text{eq. 4.2.19})$$

$$SOC_j^{t+1} = SOC_j^t + s_j^t * Agg^t \quad (\text{eq. 4.2.20})$$

$$SOC_{m,j} \leq SOC_j^t \leq SOC_{M,j} \quad (\text{eq. 4.2.21})$$

$$Ps_{min,j} \leq Ps_j^t \leq Ps_{Max,j} \quad (\text{eq. 4.2.22})$$

$$SOC_j^{t=1} = SOC_{j,0} \quad (\text{eq. 4.2.23})$$

$$\sum_{j=1}^m s_j^t \leq 1 \quad (\text{eq. 4.2.24})$$

$$\text{Sgn}(Ps_j^t) = \text{Sgn}(Diff_j^t) \quad (\text{eq. 4.2.25})$$

$$|s_j^t * \text{Agg}^t| \leq |Diff_j^t| \quad (\text{eq. 4.2.26})$$

$$\text{Agg}_{algo}^t = \text{Agg}^t * \sum_{j=1}^m s_j^t \quad (\text{eq. 4.2.27})$$

Dove i nuovi parametri rappresentano (non vengono ripetuti quelli già citati nei precedenti paragrafi):

- $\text{SOC}_m, \text{SOC}_M$ = state of charge minimo e massimo del sistema d'accumulo j-esimo;
- Ps^t = Potenza scambiata con il sistema d'accumulo j-esimo nell'ora t;
- PS_{MAX}, PS_{MIN} = potenza massima e minima del sistema d'accumulo j-esimo;
- SOC_0 = state of charge iniziale del sistema d'accumulo j-esimo;
- s_j^t coefficiente di ripartizione dell'energia prodotta/consumata all'ora t del sistema di accumulo elettrochimico j-esimo con $j=1,2 \dots n$;
- Agg^t = è la quantità di energia che l'aggregatore invia (Modello OFIS-DA) alla classe di accumuli di tipologia elettrochimico.

Nell'equazione (eq. 4.2.17) viene rappresentata la differenza del singolo prosumer all'ora t, il vincolo (eq. 4.2.18) riguarda l'operatività dello storage, dove viene calcolata la variazione dell'energia accumulata (tra due differenti intervalli temporali), in (eq. 4.2.21) l'energia accumulata è limitata tra un valore minimo e massimo (dipendenti dalla capacità dello storage); in (eq. 4.2.22) la potenza di carica e di scarica dello storage sono limitate, in (eq. 4.2.23) viene definita l'energia iniziale presente nell'accumulo.

Il vincolo (eq. 4.2.20) rappresenta l'operatività dello storage tenendo in considerazione ora il coefficiente di ripartizione s_j^t che l'algoritmo sceglie per ogni prosumer (nanogrid).

Il vincolo (eq. 4.2.26) indica invece che lo storage può caricare o scaricare al massimo un valore pari alla differenza tra generazione e carico ($Diff_j^t$), mentre il vincolo (eq. 4.2.25) indica che lo storage potrà caricare solo se vi è un surplus di produzione $Diff_j^t$ positivo, e viceversa potrà soltanto scaricare. L'ultimo vincolo (eq. 4.2.27), indica la quantità di energia di carica/scarica che l'algoritmo invia ai singoli storages (prosumer/nanogrid) .

Il modello è stato utilizzato sulla medesima aggregazione di sette Prosumers di cui sopra.

Si prenderà in considerazione ora la funzione obiettivo, ovvero, la minimizzazione della differenza tra i valori target forniti in input dall'aggregatore (Agg^t) e i valori calcolati dall'algoritmo (Agg_{algo}^t), in modo che questi ultimi, compatibilmente con i vincoli suddetti, non si discostino molto da quanto scelto dall'aggregatore per gli accumuli elettrochimici. Così facendo avremo che F.O. :

$$\min \sum_{t=1}^{24} (Agg^t - Agg_{algo}^t) \quad (\text{eq. 4.2.28})$$

L'andamento nelle 24 ore, sarà il seguente, prendendo in considerazione un giorno di primavera (Maggio):



FIGURA 17 - RISULTATI DEL METODO DI OTTIMIZZAZIONE MIN ERRORE (caso di un insieme di utenti prosumer) - Maggio

L'andamento nelle 24 ore sarà invece, prendendo in considerazione ora un giorno d'autunno (Ottobre):

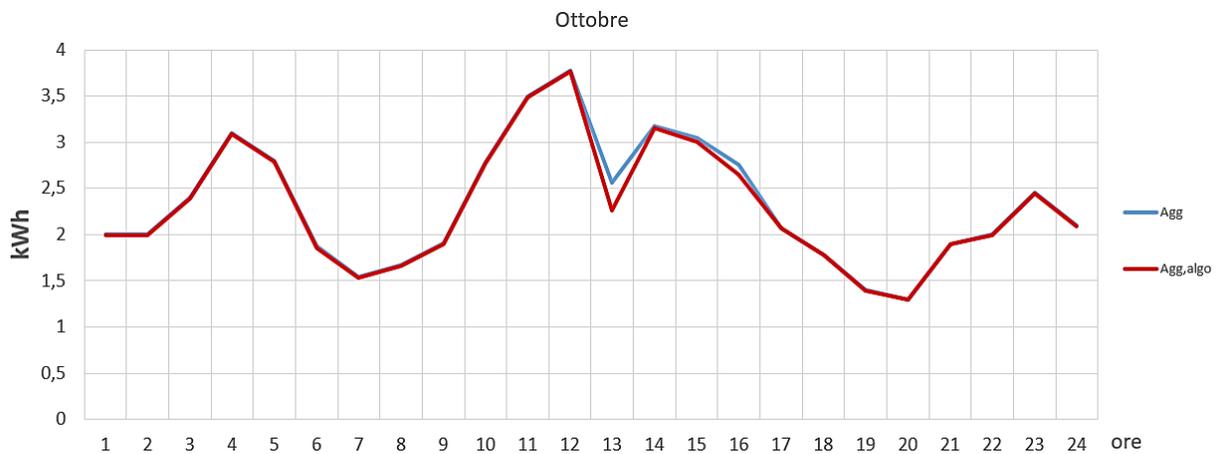


FIGURA 18 - RISULTATI DEL METODO DI OTTIMIZZAZIONE MIN ERRORE (caso di un insieme di utenti prosumer) - Ottobre

3.3 GESTIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO TERMICO

Tramite un'indagine bibliografica sono state individuate le tecnologie più promettenti nel breve periodo per l'accumulo indiretto di energia elettrica tramite energia termica. L'analisi è stata finalizzata alla realizzazione di un modello con vincoli e funzione obiettivo per la gestione di un sistema di accumulo di energia elettrica basato su accumulo termico. La definizione del modello con vincoli e funzione obiettivo per demand response con accumulo di tipo termico ne ha rappresentato il risultato complessivo.

3.3.1 Breve stato dell'arte sull'accumulo termico in ambito DR

Il sistema elettrico Italiano si trova ancora nel pieno della transizione strutturale descritta nel Piano Strategico Triennale 2012 - 2014, caratterizzata dal decentramento della produzione e, in particolare, dallo sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, anche destinati all'autoconsumo. Questa evoluzione è oggi accompagnata da uno sviluppo tecnologico basato sull'essenzialità dei sistemi di accumulo per l'evoluzione delle reti elettriche in un'ottica di Smart Grid, grazie alla loro capacità di fornire flessibilità alla rete e di contribuire alla fornitura dei servizi ancillari e di dispacciamento, permettendo, al contempo, di sfruttare il pieno potenziale delle rinnovabili non programmabili, compatibilmente con le esigenze di rete [12].

Oltre alle applicazioni di natura puramente elettrica, un'altra applicazione di particolare interesse riguarda l'integrazione dei sistemi di accumulo di energia termica (TES) in reti integrate caratterizzate dalla presenza di molteplici vettori energetici, quali ad esempio elettricità e calore. In tale contesto, infatti, il sistema di accumulo è in grado di fornire servizi aggiuntivi al sistema energetico integrato,

contribuendo a fornire flessibilità competitiva al sistema elettrico Europeo, integrando diversi settori quali quello dell’elettricità, del riscaldamento e del raffrescamento degli edifici.

L’accumulo di energia termica sotto forma di calore o di energia refrigerante, che può essere effettuato sia attraverso serbatoi dedicati che sfruttando l’inerzia termica degli elementi strutturali degli edifici, può giocare un ruolo determinante per la flessibilità della domanda elettrica dei sistemi di condizionamento ambientale degli edifici, sia per applicazioni invernali che estive. I sistemi di accumulo termico, infatti, possono consentire sia la diminuzione dei carichi di picco (*peak shaving; load leveling*), che lo spostamento del carico elettrico rispetto ai profili di base (*load shifting*), senza incidere sulle condizioni di confort all’interno degli edifici. Pertanto, considerando anche che l’energia elettrica per il condizionamento ambientale degli edifici rappresenta una buona fetta dell’energia elettrica totale consumata in ambito europeo (circa il 20%), non v’è dubbio che i sistemi di accumulo termico, nell’ambito di programmi di Demand Response (DR), rappresentano uno strumento ad alto potenziale per il bilanciamento delle reti elettriche in presenza di i-RES.

Si mostra nella seguente FIGURA 19, un esempio di gestione del sistema di accumulo di tipo termico ai fini del DR per load shifting.

In tale applicazione, che fa riferimento ad un sistema di accumulo termico per l’accumulo del freddo (CTES) accoppiato ad un chiller elettrico, l’energia frigorifera prodotta dal chiller viene utilizzata per caricare il sistema di accumulo durante le ore notturne (*off-peak*). La fase di scaricamento avviene invece durante le ore di picco (peak), evitando, di fatto, l’utilizzo del chiller per il soddisfacimento dei carichi di raffrescamento degli utenti.

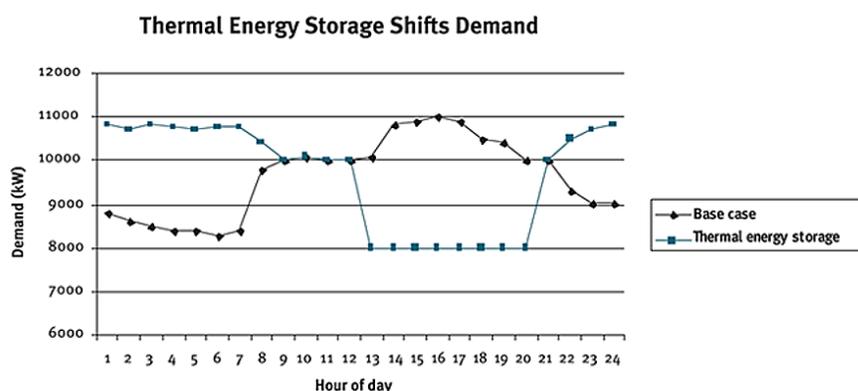


FIGURA 19 - ESEMPIO DI GESTIONE DI UN SDA TERMICO AI FINI DEL DR PER LOAD SHIFTING.

Si mostrano invece in TABELLA 3, i principali benefici apportati da un’opportuna gestione dell’accumulo termico ai fini del DR, considerando diversi punti di vista, ovvero il funzionamento del sistema di produzione/conversione dell’energia, l’utente finale e la utility.

TABELLA 3 - PRINCIPALI BENEFICI CON GESTIONE SDA TERMICO IN AMBITO DR

AMBITO DI RIFERIMENTO	PRINCIPALI BENEFICI
<ul style="list-style-type: none"> • Funzionamento dei sistemi di produzione/conversione 	<ul style="list-style-type: none"> • HVAC - Heating, Ventilation and Air Conditioning • Riduzione della taglia dell’unità di refrigerazione (da -10% a -40%); • Incremento dell’efficienza del chiller; • Unità di trattamento aria più piccole (fino al 40%); • Riduzione dei carichi termici. • Pompe di calore • Incremento delle prestazioni energetiche; • Riduzione della taglia. • CHP e μCHP • Funzionamento ottimizzato nelle ore che producono maggiore profitto.
<ul style="list-style-type: none"> • Utente finale 	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione dei costi di investimento; • Riduzione dei costi dell’energia elettrica.
<ul style="list-style-type: none"> • Utility 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizzo più efficiente della capacità di generazione esistente; • Necessità ridotta di potenziamento della rete di distribuzione; • Riduzione dei picchi di carico e forme di carico più appiattite; • Riduzione dei costi di gestione delle unità di generazione; • Minore impatto ambientale.

Un’opportuna gestione dei sistemi di accumulo termico ai fini della DR, consente anche di gestire una delle maggiori criticità tipiche del sistema elettrico odierno, ovvero la presenza di picchi di massima richiesta. Durante il verificarsi di tali picchi, al fine di evitare contingenze di rete, si utilizzano generalmente generatori ausiliari in standby che sono attivati per ovviare al calo di tensione dovuto all’incremento del carico sulla rete. Tuttavia, questa soluzione risulta essere poco efficiente sia dal punto di vista economico che energetico. Una soluzione “smart” è invece caratterizzata dalla gestione di tali picchi mediante la regolazione, essa stessa “smart”, dei carichi degli utenti finali, da effettuarsi mediante sistemi di accumulo termico se si fa riferimento ai carichi termici degli utenti. Seguendo questo approccio, è possibile appiattire i picchi di massima richiesta, ottenendo anche un notevole risparmio economico/energetico dovuto al mancato utilizzo dei generatori ausiliari in standby. Inoltre, l’utente finale diventa parte attiva nella gestione delle contingenze di rete mediante i servizi di DR. Un’altra applicazione di notevole interesse è data dall’utilizzo di sistemi di accumulo termico per accumulo di energia elettrica da fonte rinnovabile. Per quest’applicazione, ad esempio, si potrebbe utilizzare l’energia elettrica prodotta da FER per alimentare una pompa di calore accoppiata ad un sistema di accumulo termico. Questo tipo di soluzione integrata elettricità-calore, mediante una opportuna gestione del sistema di accumulo termico ai fini del DR, consentirebbe di gestire in maniera ottimale il mismatch tra la disponibilità di energia elettrica rinnovabile e i carichi di riscaldamento e

raffrescamento ambiente soddisfatti con pompe di calore, massimizzando, di fatto, l'autoconsumo di energia elettrica da FER.

In letteratura vi sono innumerevoli applicazioni per quanto concerne l'impiego di sistemi di accumulo termico per livellare o shiftare il carico elettrico di sistemi di condizionamento ambientale, come ad esempio nel caso relativo all'utilizzo dei cosiddetti night storage heaters (NSH), utilizzati per ottenere benefici economici nel caso in cui è incentivato il consumo di elettricità durante le ore notturne [13]. Un'altra applicazione interessante riguarda lo sfruttamento di sistemi cogenerativi (CHP) per il condizionamento ambientale [14]. In questo caso oltre al consumo vi è anche la produzione e l'immissione in rete di elettricità, e l'integrazione di sistemi di accumulo termico, disaccoppiando la produzione elettrica dei CHP da quella termica, permette di adattare il funzionamento dei CHP alle necessità della rete.

Molte applicazioni riguardano i sistemi di accumulo del freddo (CTES) accoppiati a sistemi elettrici per il condizionamento ambientale estivo. Sono molti gli autori che hanno analizzato il peak shaving dei carichi elettrici grazie all'ausilio dei CTES, soprattutto mediante l'utilizzo di materiali a cambiamento di fase (PCM). Un'interessante applicazione è quella proposta da Kondo e Ibamoto [15], i quali hanno analizzato, ai fini del peak shaving, un sistema di condizionamento dell'aria con PCM micro incapsulato, contenuto all'interno di pannelli di lana di roccia alloggiati nel soffitto di una camera di 16 mq di un edificio giapponese ad uso ufficio. Durante le ore notturne (dalle 4:00 alle 8:00), l'aria fredda, generata dall'unità di trattamento dell'aria (AHU), viene lasciata fluire all'interno della cavità realizzata nel soffitto, raffreddando i pannelli contenenti PCM. Il freddo così accumulato, viene rilasciato durante le ore di picco (dalle 13:00 alle 18:00). Gli autori hanno osservato che, grazie all'utilizzo di tale sistema, è possibile ottenere un abbassamento del carico di circa il 15%, rispetto al caso senza PCM, con uno spostamento del carico dalle ore di picco a quelle notturne del 25.1%, e un abbattimento dei costi operazionali del 91.6%. Un'altra applicazione interessante, relativa al load shifting realizzato con sistemi CTES, riguarda l'impiego di sistemi CTES per il solar cooling. I sistemi di solar cooling rappresentano una valida alternativa ai convenzionali sistemi di condizionamento dell'aria, per questo negli anni hanno attirato una crescente attenzione. Grazie all'abbinamento tra pannelli solari termici ed una macchina frigorifera, il solar cooling sfrutta il fatto che le ore della giornata (estiva) in cui c'è la maggiore richiesta di freddo per il condizionamento degli edifici, coincidono con la massima disponibilità di radiazione solare. Data la natura intermittente di questa fonte, un ruolo fondamentale è, quindi, assunto dall'accumulo termico. In [16] Helm et al. hanno progettato e testato un sistema di raffrescamento ad assorbimento con accumulo a calore latente a bassa temperatura. Essi hanno valutato che, grazie all'integrazione dell'accumulo a PCM all'interno del sistema, la richiesta risulta spostata nelle ore fuori picco, determinando solo un piccolo aumento dei consumi elettrici del sistema.

3.3.2 Accumulo termico di energia elettrica

3.3.2.1 Tecnologie utilizzabili nell'ambito dell'aggregazione

L'accumulo termico di energia elettrica, denominato TEES (Thermo-Electrical Energy Storage), è una delle tecnologie di accumulo dell'energia elettrica più promettenti nel breve periodo, poiché è basato sull'utilizzo di sistemi e componenti per la generazione di energia termica, di energia elettrica, e per l'accumulo termico già consolidati dal punto di vista tecnico, e diffusi in ambito commerciale [17]. In FIGURA 20 è mostrato uno schema tipico per tali sistemi:

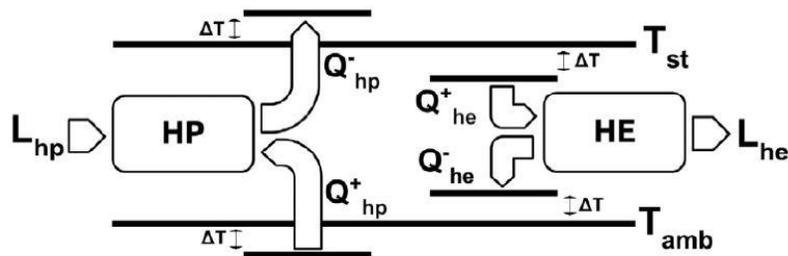


FIGURA 20 - SCHEMA DI FUNZIONAMENTO DI UN TEES

In accordo a quanto riportato in figura, il sistema TEES accumula energia elettrica in forma calore mediante l'ausilio della pompa di calore (HP) alimentata elettricamente. L'energia termica prodotta dalla pompa di calore viene accumulata nel sistema di accumulo termico, è poi riconvertita in energia elettrica mediante il motore termico (HE). Il sistema, quindi, consta di tre componenti principali:

- (i) una pompa di calore;
- (ii) un motore termico;
- (iii) un serbatoio di accumulo dell'energia termica.

Le efficienze in gioco sono:

(i) Pompa di calore: In riferimento alla simbologia utilizzata, per la pompa di calore si ha:

$$COP_{hp} = \frac{Q_{st}}{L_{hp}} \quad (\text{eq. 4.3.1})$$

dove L_{hp} è l'energia elettrica assorbita dalla pompa di calore, e Q_{st} è il calore fornito dalla pompa di calore al serbatoio di accumulo termico.

(ii) Motore termico: Per il motore termico, l'efficienza è calcolata come:

$$\eta_{hp} = \frac{L_{he}}{Q_{he}} \quad (\text{eq. 4.3.2})$$

dove L_{he} è l'energia elettrica fornita dal motore termico, e Q_{he} è il calore fornito al motore elettrico dal serbatoio di accumulo termico.

(iii) Serbatoio di accumulo termico: Per il sistema di accumulo termico, l'efficienza può essere definita come:

$$\eta_{st} = \frac{Q_{he}}{Q_{st}} \quad (\text{eq. 4.3.3})$$

In sistemi TEES di tipo convenzionale, detti anche sistemi PTES (*Pumped Thermal Electrical Storage*), il calore è scambiato con due serbatoi di accumulo termico; uno freddo e uno caldo. Il serbatoio freddo fornisce calore alla pompa di calore e riceve a sua volta calore dal motore termico. In molte applicazioni è utilizzato l'ambiente esterno come serbatoio freddo. Il serbatoio caldo è proprio il sistema di accumulo termico, ovvero quello che riceve il calore dalla pompa di calore e fornisce a sua volta calore al motore termico. Assumendo che i serbatoi siano isotermici, il serbatoio caldo può essere caratterizzato dalla temperatura T_{st} e il serbatoio freddo dalla temperatura T_{amb} , come illustrato in FIGURA 20.

Per l'intero sistema è possibile, quindi, definire l'efficienza di *round trip* (η_{rt}), ovvero il rapporto tra l'energia elettrica fornita dal motore termico e l'energia elettrica assorbita dalla pompa di calore in un ciclo. Essendo la pompa di calore, il sistema di accumulo termico e il motore termico in serie, essa può essere calcolata come:

$$\eta_{rt} = \frac{L_{he}}{L_{hp}} = \eta_{st} \eta_{he} COP_{hp} \quad (\text{eq. 4.3.4})$$

Per i classici PTES, come quello FIGURA 20 il valore dell'efficienza di *round trip* si assesta intorno a 0.6. Per i sistemi più evoluti, l'efficienza di *round trip* può arrivare ad assumere anche valori superiori a 1, come per i PTES detti ad integrazione termica, caratterizzati, cioè, dalla presenza di un terzo serbatoio termico da cui la pompa di calore preleva calore ad una temperatura T_s maggiore di T_{amb} .

Un'altra tipologia di sistemi TEES è quella mostrata in FIGURA 21 e si riferisce a sistemi che utilizzano cicli termodinamici del tipo Rankine o Brayton. In dettaglio il principio di funzionamento di tali sistemi nella fase di caricamento, l'energia elettrica viene utilizzata per comprimere il fluido di lavoro, e il calore viene poi trasferito dal fluido ad un serbatoio di accumulo per il caldo. Ciò, di fatto, comporta il raffreddamento del fluido fino a temperatura ambiente. Dopodiché il fluido viene fatto espandere, producendo lavoro, e viene utilizzato per rimuovere calore da un serbatoio di accumulo del freddo [18].

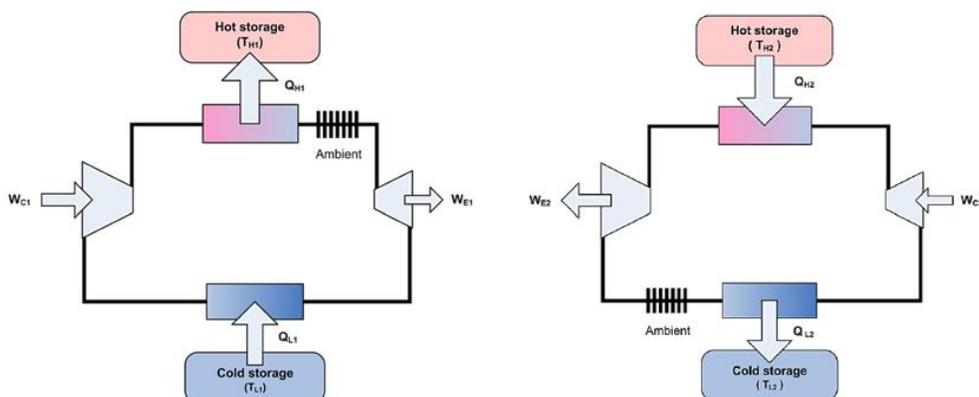


FIGURA 21 - SCHEMA DI FUNZIONAMENTO NELLA FASE DI CARICAMENTO (a sx) E DI SCARICAMENTO (a dx)

Come mostrato in FIGURA 21 (parte dx), nella fase di scaricamento il fluido di lavoro, che era stato raffreddato dal sistema di accumulo del freddo, viene compresso e riscaldato fino a temperatura ambiente. Dopodiché, il fluido compresso viene ulteriormente riscaldato dal sistema di accumulo del caldo e viene fatto espandere attraverso una turbina che produce lavoro, e raffreddato fino a temperatura ambiente. L'efficienza di round trip per tali sistemi è data da:

$$\eta_{rt} = \frac{W_{net2}}{W_{net1}} = \frac{W_{E2} - W_{C2}}{W_{C1} - W_{E1}} \quad (\text{eq. 4.3.5})$$

dove, W_{E1} e W_{C1} rappresentano le aliquote di lavoro rispettivamente prodotta dalla turbina e richiesta dal compressore nella fase di caricamento mentre W_{E2} e W_{C2} rappresentano le aliquote di lavoro rispettivamente prodotta dalla turbina e richiesta dal compressore nella fase di scaricamento. L'efficienza tipica di tali sistemi ricade nell'intervallo 0.5-0.7.

3.3.2.2 Tecnologie utilizzabili nell'ambito della nanogrid

In generale, i sistemi TEES come quelli sopra descritti sono sviluppati per applicazioni che richiedono accumuli di grandi dimensioni, e sono difficilmente applicabili su piccole scale, come ad esempio nel caso della nanogrid. Per la nanogrid, una soluzione che preveda l'impiego di sistemi di accumulo termico al fine di implementare strategie di demand response per il carico elettrico sia per la produzione di acqua calda sanitaria che per il riscaldamento e il raffrescamento ambientale, è quella che fa riferimento allo schema in FIGURA 22 che mostra una versione della nanogrid in cui sono presenti un sistema cogenerativo rappresentato dal sistema cella a combustibile, una pompa di calore reversibile alimentata elettricamente per il condizionamento ambientale invernale ed estivo, e tre serbatoi coibentati di tipo convenzionale per l'accumulo termico, che utilizzano acqua come materiale di

accumulo, tramite i quali è possibile effettuare sia il peak-shaving che il load-shifting del carico elettrico per la produzione di acqua calda sanitaria, e di quello relativo alla pompa di calore.

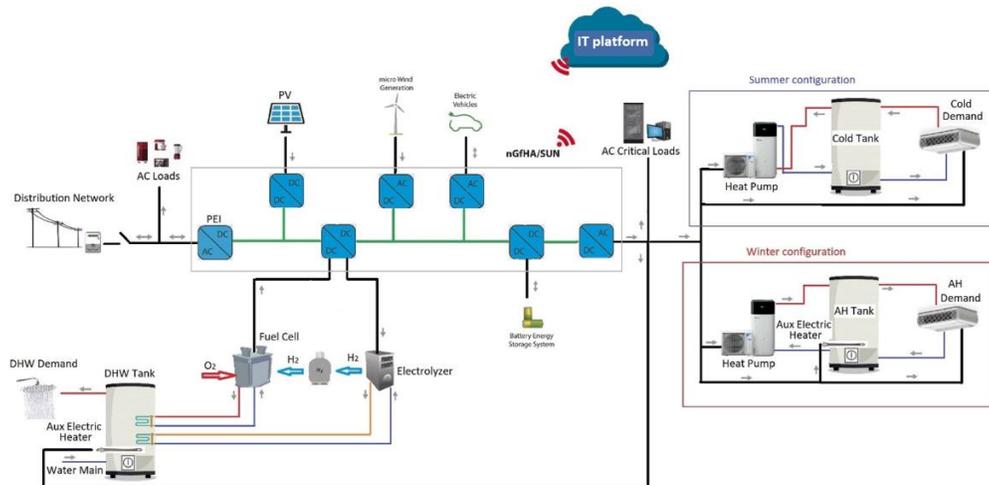


FIGURA 22 - SCHEMA DELLA NANOGRID.

Dei tre serbatoi, il DHW tank è un classico boiler per la produzione e l'accumulo di acqua calda sanitaria, ed è collegato alla cella a combustibile e all'elettrolizzatore per il recupero di calore, mentre l'AH Tank e il Cold Tank sono utilizzati per accumulare rispettivamente l'acqua calda (per il condizionamento ambientale invernale) e l'acqua fredda (per quello estivo) provenienti dalla pompa di calore. Si noti che i serbatoi per l'accumulo di acqua calda sono dotati ognuno di un riscaldatore elettrico ausiliario, mentre il serbatoio di accumulo di energia refrigerante non presenta alcun ausiliario. Ciò, per una fissata taglia del serbatoio di accumulo del freddo, pone un vincolo per la taglia minima della pompa di calore al fine di soddisfare il fabbisogno estivo di energia refrigerante relativo all'utenza. L'efficienza dei serbatoi di accumulo ad acqua si aggira intorno a 0.9, anche 0.95 nei casi con coibentazione ottimizzata, mentre quella dei riscaldatori elettrici può essere considerata pari a 1.

3.3.3 Modello di Demand Response con pompe di calore elettriche reversibili e accumulo termico

Questo modello fa riferimento allo schema semplificato di FIGURA 23, relativo al caso con una pompa di calore elettrica reversibile e due serbatoi, uno per accumulare acqua calda d'inverno provvisto anche di resistenza ausiliaria, mentre l'altro acqua fredda d'estate.

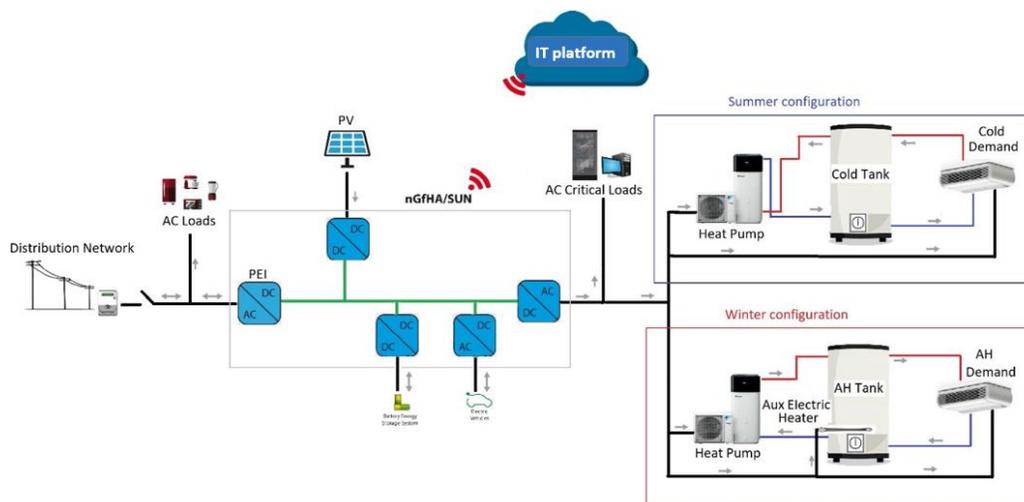


FIGURA 23 - SCHEMA DELLA NANOGRID RELATIVO AL MODELLO DI DR.

Il modello è basato sull'ipotesi che, per ciascuna utenza provvista di pompa di calore reversibile e accumulo termico di dimensioni piccole o medio-piccole (non stagionale), la pompa di calore sia connessa soltanto al sistema di accumulo termico, il quale a sua volta fornisce calore, o energia refrigerante, all'utenza. In altre parole, si suppone che la pompa di calore non possa servire direttamente l'utenza. Dei modelli di DR per sistemi con pompa di calore e accumulo, ma con configurazioni impiantistiche differenti rispetto a quella sopra ipotizzata, possono essere ricavati agevolmente a partire dal presente modello.

In appendice è riportato il modello di ripartizione con dati, vincoli e la funzione obiettivo del problema di ottimizzazione per la tipica giornata invernale, ovvero nel caso in cui è utilizzato soltanto il serbatoio di accumulo dell'acqua calda. Allo stesso modo è presente il modello per la tipica giornata estiva nel quale è presente la potenza refrigerante invece della termica.

3.4 GESTIONE DEI CARICHI ELETTRICI E DEI SISTEMI DI GENERAZIONE CONTROLLABILI

È stata condotta un'indagine bibliografica per poi passare alla definizione di un modello per gestire la DR tramite carichi elettrici controllabili e unità di generazione programmabili (es. gruppo elettrogeni, cogeneratori, ecc) definendo i vincoli e la funzione obiettivo.

3.4.1 Breve stato dell'arte del Demand Response elettrico.

Il forte incremento delle fonti rinnovabili non programmabili (in particolare fotovoltaico ed eolico) nel mix di generazione nazionale ha creato, negli ultimi anni, la necessità di un sistema elettrico flessibile,

basato su stoccaggio diffuso e di rete, carichi modulabili e/o interrompibili e sistemi di generazione distribuiti pensati per sfruttare al massimo le opportunità di autoconsumo.

Una delle novità degli ultimi anni è la partecipazione attiva nel mercato non solo degli impianti di generazione ma anche dei carichi. Nasce da qui il concetto di Demand Response che consente la partecipazione al mercato dei “consumatori” di energia, utenze commerciali o industriali, permettendo loro di variare i propri consumi in risposta ai segnali di mercato. Si tratta di un servizio promettente che permette di modulare i picchi di offerta o domanda, a favore di una maggiore flessibilità e stabilità della rete.

Le tecnologie delle comunicazioni e dell’informazione hanno enormemente incoraggiato l’avvento di questo servizio, esse infatti sono ormai mature per essere utilizzate efficacemente sia nella fase di raccolta dei dati che nella successiva comunicazione, fornendo un monitoraggio in grado di essere da supporto alle decisioni del consumatore, rendendolo in grado di partecipare ai programmi di DR, traendone benefici economici [19]. La letteratura individua quattro principali obiettivi dello sviluppo del DR [20]:

- Diminuzione del consumo totale di energia, non solo per la minore richiesta dell’utenza, ma anche come conseguenza della riduzione delle perdite per trasmissione e distribuzione.
- Riduzione della generazione di potenza soprattutto grazie alla minore necessità di provvedere alla costruzione di nuovi impianti di produzione ed alle infrastrutture collegate per coprire i picchi di richiesta.
- Spostamento e modifica dell’andamento della curva di domanda perché sia più aderente a quella di offerta, per permettere un’ottimale integrazione della produzione da FER nel rispetto dell’ambiente pur garantendo l’affidabilità dell’approvvigionamento.
- Eliminazione completa o almeno riduzione dei sovraccarichi.

Affinchè i programmi di DR abbiano successo è necessario un grande coinvolgimento dei consumatori: in particolare la maggior parte di essi parteciperanno solo se la risposta ai segnali che provengono dal sistema sia automatica e se i benefici siano chiaramente individuabili ed adeguati ai loro vincoli. Affinchè gli utenti siano resi consapevoli delle possibilità in loro possesso sono necessari interventi dal punto di vista tecnologico, della struttura di mercato, della regolamentazione e della standardizzazione. In particolare, è da approfondire il ruolo che può assumere un aggregatore di consumi, il quale dovrà essere in grado di formare e gestire un insieme di consumatori che possano mettere a disposizione la propria flessibilità.

Deve essere presa in considerazione non solo la quantità che ogni utente può mettere a disposizione ma assume forte rilevanza anche la gestione spaziale dei flussi di energia che scorrono nella rete. La normativa europea [21] pone particolare rilievo alla figura dell’aggregatore dei consumi e/o produzioni:

in un contesto, in cui la produzione di energia da FER assume una quota sempre più rilevante all'interno del panorama energetico, la presenza di aggregatori permette di avvicinare la curva di domanda a quella di produzione, aspetto molto rilevante nel momento in cui la produzione non è più costante, né prevedibile precisamente e con anticipo dagli operatori di sistema richiedendo spesso l'utilizzo di risorse di riserva [22].

Il ruolo degli aggregatori quindi è inserito nel meccanismo di partecipazione alla DR, il quale può essere genericamente schematizzato in questo modo: l'operatore di sistema definisce l'incremento o la diminuzione di volume che desidera in ogni intervallo di tempo, nella fase successiva lo comunica agli Energy Management Systems Aggregators (EMSA). Quest'ultimo, tenendo conto del numero di clienti che partecipano al programma ed alla loro disponibilità, calcolano il volume di flessibilità che sono in grado di offrire. La flessibilità degli utenti è quindi messa a disposizione degli operatori di sistema allo scopo di fornire a questi servizi ancillari e garantendo in cambio benefici economici ai clienti.

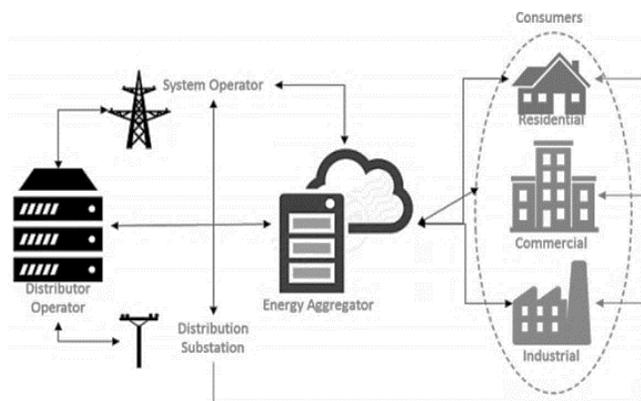


FIGURA 24 - SCHEMA DI PARTECIPAZIONE ALLA DEMAND RESPONSE

Le risorse energetiche di DR possono essere gestite, in via generale, secondo due differenti prospettive [23]:

- *Full Resource Management (FRM)*: l'aggregatore è il proprietario unico delle risorse e ha il pieno controllo sia su di esse e sui sistemi di accumulo dell'aggregazione;
- *Residual Resource Management (RRM)*: gli utenti pianificano autonomamente l'utilizzo delle proprie risorse e comunicano all'aggregatore le quantità di energia di cui hanno bisogno insieme ai livelli di energia che sono in grado di stoccare. L'aggregatore è quindi chiamato solo a gestire le risorse rimanenti e a soddisfare parzialmente le richieste.

In entrambi i casi, l'aggregatore ha il compito di ottimizzare la gestione delle unità disponibili per soddisfare la domanda degli utenti aggregati al fine di una negoziazione sul Mercato del Giorno Prima

(MGP) e tenendo conto di Contratti Bilaterali [24]. L'analisi del problema presenta non poche difficoltà legate all'aleatorietà dei diversi parametri:

- Energia richiesta non predicibile in quanto riferita a consumi futuri;
- Il prezzo di mercato non è noto fino a quando i produttori non sottomettono le proprie curve di offerta e di vendita;
- Le fonti rinnovabili sono fortemente influenzate dalle condizioni climatiche.

Ragionando quindi come un eventuale aggregatore, lo scopo dell'analisi è quello di poter raggiungere un duplice obiettivo:

- 1) Massimizzare il Profitto totale previsto;
- 2) Minimizzare i rischi di incorrere in gravi perdite causate dalla volatilità della domanda e dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato.

In un'ottica FRM i vincoli di cui tener conto per il problema di ottimizzazione possono essere schematizzati come segue:

- Limiti sulla quantità di energia che può essere acquistata tramite contratti bilaterali;
- Limiti sull'ammontare di energia che può essere venduto ogni ora e in ogni zona di mercato;
- Vincoli sulle unità di accumulo (batterie Li-PO) e quindi limiti sulla quantità di energia che può essere stoccata ogni ora;
- Vincoli sulle unità di generazione convenzionali di energia come ad esempio il quantitativo di potenza generata che deve essere compreso tra un valore massimo e uno minimo.

La condizione FRM è una condizione ideale, in cui l'aggregatore agisce come proprietario di tutte le risorse della coalizione. La caratterizzazione del problema secondo una visione RRM è qualcosa di più realistico in cui il modello matematico utilizzato coinvolge le principali decisioni del caso FRM.

3.4.2 Utenti aderenti al servizio di DR e generatori programmabili

In questo contributo si prenderanno in considerazione tre tipologie di utenti partecipanti al meccanismo di modulazione del consumo e della produzione di energia.

1. La prima classe di utenti sono quei consumatori facenti parte dell'aggregazione che aderiscono al meccanismo di DR vero e proprio, ossia che consentono una modulazione della domanda di energia, in aumento o riduzione, al variare del prezzo della commodity. Si suppone che l'utente consumatore possa indicare all'aggregatore, in base ai segnali di prezzo che riceve, la sua disponibilità a modulare il suo profilo di consumo in funzione della maggiore convenienza

economica a consumare energia in un certo periodo del giorno piuttosto che in un altro. Come specificato precedentemente, un vincolo del problema farà in modo che il risultato della modulazione del profilo di consumo di ogni singolo utente darà comunque luogo a una variazione nulla dell'energia complessivamente consumata nell'intera giornata, ossia uno "shift" del carico nell'arco del giorno. Per questo tipo di servizio non si prevede remunerazione agli utenti, se non quella risultante dalla potenziale differenza del prezzo di acquisto dell'energia nelle differenti ore del giorno e l'opportunità di risparmio che questi potranno ottenerne rendendosi disponibili a spostare i loro consumi nei periodi più economicamente vantaggiosi.

2. Un'altra classe di utenti sono quelli che si rendono disponibili al servizio di interrompibilità, si tratta di una forma di DR per il quale un consumatore, tipicamente un grande utente industriale, volontariamente sceglie e si impegna ad una riduzione dei prelievi da rete o al distacco senza preavviso in cambio di un corrispettivo economico piuttosto cospicuo. In questo lavoro saranno considerati anche utenti aderenti a questa tipologia di servizio, fermo restando che l'interruzione dei programmi di prelievo di questi utenti non dia luogo a diminuzioni dell'energia complessivamente consumata durante il giorno. Sarà dunque necessario che questi utenti, se interrotti possano, nell'ambito dello stesso giorno, recuperare le quantità di energia non consumata. La remunerazione di questo servizio sarà quindi valorizzata con un prezzo ad hoc definito nei contratti di interrompibilità, nell'ambito del quale si stabilisce anche il prezzo di vendita dell'energia invariante rispetto al tempo.
3. La terza classe di utenti riguarda i produttori di energia dotati di sistemi di generazione programmabile, in questo caso non si tratta di DR, ma è chiaro che anche questi produttori possono modulare la generazione inseguendo i segnali di prezzo per la vendita di energia all'interno dell'aggregazione. Anche per questi produttori si impone una modulazione tale da spostare temporalmente la produzione ma non variare le quantità di energia prodotte complessivamente durante il giorno. In questo caso si considerano come sistemi di produzione programmabili cogeneratori o generatori tradizionali (turbogas, motori a combustione interna) alimentati in ogni caso con biocombustibili (biodiesel, bioetanolo, biogas), fonti rinnovabili o idrogeno. La remunerazione che i produttori di energia ricavano in questo caso deriva, come per gli utenti del DR, dalla differenza del prezzo di vendita dell'energia nelle differenti ore del giorno e l'opportunità di risparmio che questi potranno ottenerne rendendosi disponibili a variare i loro programmi di produzione nei periodi più economicamente vantaggiosi.

3.4.3 Modello matematico per l'ottimizzazione della Demand Response di tipo elettrico utilizzando i carichi controllabili e le unità di produzione programmabili.

Nell'ambito del progetto ComESTo, l'ottimizzazione delle flessibilità interna, nella programmazione del giorno prima per il giorno dopo, viene realizzata in due fasi: nella prima fase vengono calcolate le quantità di energia, ripartite su base oraria, che ogni tipologia di accumulo (compreso la DR) dovrà fornire complessivamente come contributo alla flessibilità interna. Nella seconda fase, tali quantità di energia, dovranno essere ripartite tra i sistemi di accumulo della medesima tipologia presenti presso gli utenti in maniera ottimizzata, garantendo il soddisfacimento dei relativi vincoli ed il rispetto delle limitazioni. Nello specifico il contributo della particolare tipologia di storage viene comunicato dall'aggregatore tramite un coefficiente di ripartizione che indica quanta parte di energia in eccesso/difetto si dovrà caricare/scaricare in una determinata ora.

Formalmente, per ogni sistema di accumulo, viene calcolato un vettore di 24 valori che indicano la quantità di energia da fornire/assorbire nelle 24 ore del giorno successivo. Per il meccanismo di DR elettrico indicheremo queste quantità con la dicitura di potenza regolante:

$$P_{reg} = \{P_{reg\ 1}, P_{reg\ 2}, \dots, P_{reg\ t}, \dots, P_{reg\ 24}\}$$

Dove $t=1\dots 24$ indica l'ora del giorno al quale è riferita la quantità di energia da fornire/assorbire, considerata positiva quando deve essere erogata, negativa quando deve essere assorbita.

Questo vettore è l'input del modello oggetto di questo lavoro, che quindi rappresenta la seconda fase del processo di ottimizzazione e da parte sua avrà il compito di ripartire, per ogni ora, in modo ottimale la quantità complessiva P_{reg} tra i singoli utenti disponibili a fornire il servizio di DR, tenendo ovviamente conto dei vincoli e delle limitazioni esistenti. Assieme al vettore P_{reg} altre informazioni che saranno da input al modello sono i prezzi di vendita (PV_t) e di acquisto (PA_t) dell'energia all'interno dell'aggregazione, questi sono calcolati nella prima fase di ottimizzazione della flessibilità.

Precisiamo fin da ora che il meccanismo di DR non è un sistema di accumulo vero e proprio ma è un processo di variazione del carico presso gli utenti che nella pratica agisce in modo equivalente ad un sistema di accumulo.

L'utente infatti, può aumentare o diminuire il suo carico lasciando più o meno margine allo storage di caricare o scaricare energia. Anche nel caso in cui non vi sia la presenza di un sistema di accumulo vero e proprio l'utente può comunque rispondere ad un aumento/diminuzione del carico che assolve la stessa funzione della carica/scarica di un sistema di accumulo. Inoltre, in questo paragrafo si ipotizzerà che le variazioni dei programmi di immissione e prelievo di energia degli utenti aderenti alla DR diano luogo esclusivamente ad anticipazioni o posticipazioni dell'assorbimento e della generazione, per cui,

nell'arco della giornata, la quantità di energia complessivamente generata o assorbita dagli utenti risulterà invariata rispetto ai profili di generazione e consumo stabiliti a monte del DR.

Definizione del problema di ottimizzazione

Il modello avrà l'obiettivo di determinare i valori ottimali per le quantità definite di seguito, che rappresentano le incognite del problema di ottimizzazione da risolvere.

Variabili e vincoli

$\Delta P_{DR\ l,t}$: sono le variazioni di energia oraria da apportare al programma di prelievo dei singoli utenti che aderiscono al servizio di DR con $l = 1, \dots, L$, che si assume positiva quando indica un aumento della potenza assorbita, negativa quando indica una diminuzione della potenza assorbita.

$\Delta P_{GEN\ k,t}$: sono le variazioni di energia oraria da apportare al programma di produzione degli impianti di generazione programmabili con $k = 1, \dots, K$, che si assumono con segno positivo quando indicano un aumento della potenza erogata, negativo quando indicano una diminuzione della potenza erogata.

$\Delta P_{INT\ j,t}$: sono le variazioni di energia oraria da apportare ai programmi di prelievo degli utenti che partecipano al servizio di interrompibilità con $j = 1, \dots, J$, che si assumono di segno negativo a indicare una diminuzione della potenza assorbita.

Si ha che per ogni ora t dovrà essere verificata la seguente relazione, vincolo che impone il match tra le quantità $P_{reg\ t}$ richieste dall'aggregatore e quelle fornite successivamente dagli aderenti al servizio:

$$-\sum_{l=1}^L \Delta P_{DR\ l,t} + \sum_{k=1}^K \Delta P_{GEN\ k,t} - \sum_{j=1}^J \Delta P_{INT\ j,t} = P_{reg\ t} \quad t = 1, \dots, 24 \quad (\text{eq. 4.4.1})$$

Le variabili $P_{DR\ l,t}$, $P_{GEN\ k,t}$ e $P_{INT\ j,t}$ possono ovviamente variare all'interno di un range ben definito:

$$\Delta P_{DR\ min\ l,t} \leq \Delta P_{DR\ l,t} \leq \Delta P_{DR\ max\ l,t} \quad t = 1, \dots, 24 \quad l = 1, \dots, L \quad (\text{eq. 4.4.2})$$

$$\Delta P_{GEN\ m,k} \leq \Delta P_{GEN\ k,t} \leq \Delta P_{GEN\ max,k} \quad t = 1, \dots, 24 \quad k = 1, \dots, K \quad (\text{eq. 4.4.3})$$

$$\Delta P_{INT\ j,t} \in \{0, \Delta P_{INT\ j,t}^*\} \quad t = 1, \dots, 24 \quad j = 1, \dots, J \quad (\text{eq. 4.4.4})$$

Dove si suppone che:

- Ogni utente aderente al servizio di DR possa definire un profilo orario per la massima variazione apportabile al suo profilo di consumo (a salire o a scendere);
- Ogni unità di generazione programmabile possa definire un profilo orario per la massima variazione del profilo di generazione (a salire e a scendere);

- Ogni utente interrompibile possa stabilire quando preferisce rendersi disponibile al servizio di interrompibilità.

Ne scaturisce che per ogni ora è possibile stabilire un vincolo per il valore massimo assumibile da $P_{reg\ t}$:

$$P_{reg\ min\ t} \leq P_{reg\ t} \leq P_{reg\ max\ t} \quad (\text{eq. 4.4.5})$$

Dove $P_{reg\ min\ t}$ e $P_{reg\ max\ t}$ si possono calcolare come di seguito:

$$P_{reg\ min} = \sum_{k=1}^K \Delta P_{GEN\ min\ k,t} - \sum_{l=1}^L \Delta P_{DR\ max\ l,t} \quad t = 1, \dots, 24 \quad (\text{eq. 4.4.6})$$

$$P_{reg\ max} = \sum_{k=1}^K \Delta P_{GEN\ max\ k,t} - \sum_{l=1}^L \Delta P_{DR\ min\ l,t} - \sum_{j=1}^J \Delta P_{INTj,t}^* \quad t = 1, \dots, 24 \quad (\text{eq. 4.4.7})$$

Inoltre, è necessario considerare i seguenti vincoli per far sì che le variazioni nei programmi di consumo e generazione degli utenti determinino complessivamente, sull'intera giornata, solo anticipazioni o posticipazioni del carico/generazione (*load shifting*):

$$\sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{l=1}^L \Delta P_{DR\ l,t} \right) = 0 \quad (\text{eq. 4.4.9})$$

$$\sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{k=1}^K \Delta P_{GEN\ k,t} \right) = 0 \quad (\text{eq. 4.4.10})$$

$$\sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{j=1}^J \Delta P_{INTj,t} \right) = 0 \quad (\text{eq. 4.4.11})$$

Funzione obiettivo

La funzione obiettivo del modello può essere scritta minimizzando il costo complessivo giornaliero dell'energia soggetta a modulazione, ottenuto come somma del ricorso al servizio di DR, della variazione dei programmi di produzione e del distacco dei carichi interrompibili.

$$FO = \min C_{tot} = \sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{l=1}^L \Delta P_{DR\ l,t} * PA_t - \sum_{k=1}^K \Delta P_{GEN\ k,t} * PV_t + \sum_{j=1}^J \Delta P_{INTj,t} * C_{INT} \right) \quad (\text{eq. 4.4.12})$$

Dove:

PA_t : prezzo unitario di acquisto dell'energia all'interno dell'aggregazione al tempo t .

PV_t : prezzo unitario di vendita dell’energia all’interno dell’aggregazione al tempo t .

C_{INT} : prezzo unitario di remunerazione per il servizio di interrompibilità.

Output del modello

La funzione obiettivo, risolta tenendo conto dei vincoli individuati, consente di ottenere i nuovi profili di consumo e generazione degli utenti e produttori che partecipano al servizio. I valori di $P_{DR\ l,t}$, $P_{GEN\ k,t}$, $P_{INT\ j,t}$ ottenuti a valle del processo di ottimizzazione, sommati ai profili base di consumo e produzione dei rispettivi utenti (contrassegnati con l’apice *old*) determinano i nuovi profili orari di generazione e consumo.

$$P_{DR\ l,t} = P_{DR\ l,t}^{old} + \Delta P_{DR\ l,t} \quad l = 1, \dots, L \quad t = 1, \dots, 24 \quad (\text{eq. 4.4.13})$$

$$P_{GEN\ k,t} = P_{GEN\ k,t}^{old} + \Delta P_{GEN\ k,t} \quad k = 1, \dots, K \quad t = 1, \dots, 24 \quad (\text{eq. 4.4.14})$$

$$P_{INT\ j,t} = P_{INT\ j,t}^{old} + \Delta P_{INT\ j,t} \quad j = 1, \dots, J \quad t = 1, \dots, 24 \quad (\text{eq. 4.4.15})$$

3.5 GESTIONE DEI SISTEMI DI MOBILITÀ ELETTRICA

E’ stata condotta un’analisi dello stato dell’arte per sistemi di mobilità elettrica per formulare un successivo modello per la gestione dei veicoli in ottica DR formulandone vincoli e funzione obiettivo al fine di fornire un supporto attivo alla rete.

3.5.1 Breve stato dell’arte sull’utilizzo di veicoli elettrici in ambito DR

L’indagine bibliografica condotta ha evidenziato diverse applicazioni del veicolo elettrico come storage distribuito, al punto tale che alcuni hanno introdotto anche il concetto di vehicle-to-anything [25]. Riguardo questo aspetto, le applicazioni più vicine alla tecnologia abilitante nanogrid sono le cosiddette vehicle-to-home (V2H) e vehicle-to-building (V2B). La principale differenza tra i due approcci consiste appunto nella rete di riferimento.

Nel V2H, l’auto elettrica è vista come uno storage che interagisce con la rete di un privato, vale a dire direttamente con il contatore di un appartamento e di una casa dotata di un Home Energy Management System (HEMS) che detta le strategie di controllo a tutta la nanogrid residenziale. Nel V2H l’energia accumulata nella batteria del veicolo elettrico può essere usata per alimentare i carichi elettrici in funzione (elettrodomestici) o per reagire a variazioni di prezzo della rete con l’obiettivo di ridurre la spesa energetica dell’utente finale. In genere, nel V2H c’è solo un EV per nanogrid [26].

Nel caso di vehicle-to-building (V2B) invece, la rete di riferimento è quella di un grande edificio (uffici, scuole, condomini) in cui il veicolo elettrico si interfaccia con un Building Energy Management System (BEMS) attraverso delle stazioni di ricarica comuni a tutti gli utenti. In questo caso, rispetto al caso precedente, il gestore dell'edificio è un soggetto differente dal proprietario del veicolo elettrico e quindi anche gli obiettivi sono diversi. Le strategie di DR devono tener conto di questo aspetto.

E' comunemente riconosciuto dalla letteratura che gli scenari V2H e V2B possono essere un'alternativa nel breve termine al vehicle-to-grid (V2G).

Una nota criticità nell'applicazione del V2-H-B-G consiste nel fatto che i veicoli elettrici (EV) devono essere abilitati a questo tipo di funzionalità da parte delle case costruttrici; al momento i veicoli elettrici sono abilitati solo in modalità unidirezionale grid-to-vehicle.

Dall'indagine bibliografica emerge anche che oltre al positivo impatto ambientale locale derivante dalla sostituzione dei veicoli convenzionali alimentati da fonti fossili, gli EVs possono apportare una serie di benefici in termini di flessibilità nella gestione delle reti elettriche [27].

Inoltre, si evidenzia che il ruolo positivo degli EVs sulla gestione delle microreti è quindi duplice: si aumenta la capacità di incrementare la penetrazione di risorse rinnovabili evitando la necessità di 'curtailment' grazie all'aumentata domanda di elettricità, comunque mantenendo delle condizioni operative di sicurezza per le infrastrutture di trasmissione e distribuzione elettriche.

L'indagine bibliografica condotta ha evidenziato infine che le applicazioni degli EVs all'interno delle microreti possono essere classificate in due modalità. La prima consiste nella tipologia di utilizzo dei veicoli elettrici:

- i) singolo edificio tramite vehicle-to-building (V2B);
- ii) colonnine di ricarica pubbliche;
- iii) aggregazione di colonnine di ricarica in virtual power plants (VPP). In tutti i casi può essere prevista sia la fase di carica (grid-to-vehicle, G2V e building-to-vehicle) che la fase di scarica (vehicle-to-grid, V2G e vehicle-to-building) [28].

La seconda classificazione può essere fatta a seconda dell'obiettivo che si vuole raggiungere, mediante l'utilizzo dei veicoli elettrici, nel supportare le reti elettriche specialmente in presenza di generazione elettrica da fonti rinnovabili non controllabili. Esempi di servizi ancillari ottenibili da queste risorse sono: bilanciamento potenza attiva e reattiva, demand-response, peak shaving, load shifting, black starting, spinning reserve etc [29], [30], [31].

3.5.2 Modello di funzionamento della colonnina di ricarica in ottica Demand Response

Il modello per la simulazione di colonnine di ricarica elettriche è stato affrontato anche nell'ambito dell'AR 3.6. Il modello di carica-scarica degli EVs è stato pensato in maniera flessibile per simulare colonnine di ricarica sia pubbliche che private come potrebbe verificarsi nel caso di EVs collegati alle nanogrid residenziali [32]. Il modello svolge la funzione del DRPG (Demand Response profile generator) di FIGURA 2. In questo paragrafo viene fornita una sintesi del funzionamento del modello di carica e scarica degli EVs.

3.5.2.1 Processo di carica rigido vs flessibile

Il simulatore vuole simulare il funzionamento di un punto di ricarica di veicoli elettrici con funzionalità smart all'interno di una nano-rete di utenze. Le funzionalità smart si riferiscono sia alla possibilità di gestire in maniera flessibile il processo di carica (building to vehicle) o di scarica (dall'auto verso la nanorete di utenza, vehicle to building) qualora ritenuto necessario. Per processo di ricarica "flessibile", si intende la possibilità di poter gestire la carica e la scarica potendo scegliere gli intervalli di tempo in cui caricare e la soglia di potenza con cui ricaricare [33].

Al momento, il processo di ricarica delle auto elettriche può considerarsi pressoché rigido. Nel momento in cui il veicolo viene collegato esso comincia il processo di ricarica alla potenza nominale della stazione di ricarica che lo porterà a ricaricare la batteria dalla SOC attuale in cui si trova il veicolo (SOC_{arrivo}) alla SOC finale che si avrà quando l'utente disconetterà il veicolo per riutilizzarlo ($SOC_{partenza}$). Se la potenza nominale della colonnina con il tempo a disposizione sarà sufficiente (ad esempio, EV in ricarica tutta la notte) la $SOC_{partenza}$ sarà il 100%.

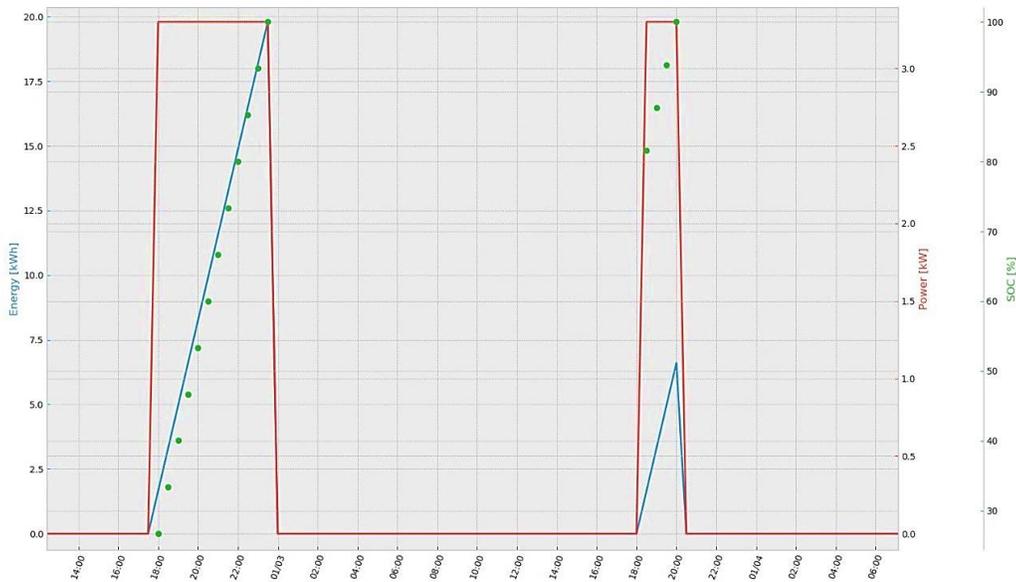


FIGURA 25 - ENERGIA IMMAGAZZINATA, POTENZA DI CARICA E SOC BATTERIA PER DUE EVENTI DI CARICA.

A titolo esemplificativo la FIGURA 25 descrive un processo di carica standard/rigido per un EV che abbia consumato una certa quantità di energia all'interno della giornata (o generico intervallo di tempo di utilizzo), e dunque che inizi il processo di ricarica con uno state of charge all'arrivo del veicolo della batteria $< 100\%$ (SOC_{arrivo}). Il processo di carica rigido prevede che la carica inizi nell'istante temporale k di connessione dell'auto alla stazione di ricarica, e proceda alla potenza nominale di quest'ultima fino alla completa ricarica, dunque con $SOC = 100\%$ [34].

Un processo di carica flessibile prevede che la ricarica sia necessaria soltanto fino ad un $SOC_{partenza}$ minimo (MINSOC) che garantisce una certa autonomia per l'utilizzo successivo. Tale autonomia e il momento in cui il EV deve di nuovo essere disponibile per l'utilizzo sono determinati da ciascun utente all'inizio del processo di ricarica. Successivamente, la potenza di carica può essere modulata rispettando sia la potenza massima della stazione che la consegna del EV col SOC da garantire all'istante del nuovo utilizzo. Ovviamente, una ricarica flessibile implica che l'energy management system e l'utente finale condividano tra loro maggiori informazioni per la gestione ottimale della carica. In pratica, il modello della carica flessibile è stato pensato secondo i seguenti step:

- L’utente arriva all’istante k (k_{arr}) e connette il veicolo alla stazione di ricarica di potenza P_{staz} . Il veicolo all’istante k avrà una SOC residua (SOC_{arr});
- L’utente comunica quale sarà l’orario di fine ricarica, cioè l’orario previsto (k_{part}) per la partenza e quindi la disconnessione del veicolo dalla nanogrid;
- L’utente (o un algoritmo) comunica quale deve essere lo stato di carica (SOC_{part}) del veicolo al momento della disconnessione e successiva partenza. Questa SOC non necessariamente corrisponde al 100% e viene calcolata in base all’autonomia richiesta per il giorno successivo, e può essere calcolata in base alla percorrenza/autonomia. Ad esempio, se la percorrenza prevista per il giorno successivo è 100 km e l’autonomia della batteria carica al 100% è 300 km, allora si può pensare ad una SOC_{part} minima inferiore al 100%
- La differenza tra k_{part} e k_{arr} indica il periodo per cui l’EV sarà disponibile per l’attuazione di strategie di DR.
- In questo intervallo di tempo ($k_{part} - k_{arr}$) e con il vincolo della minima SOC di partenza (SOC_{part}) un eventuale ottimizzatore di flessibilità può fornire il profilo di ricarica più opportuno anche gestendo differenti potenze di ricarica della stazione.

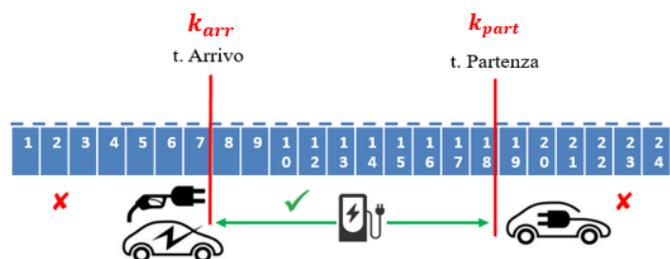


FIGURA 26 - INTERVALLO UTILE PER STRATEGIE DI DR CON VEICOLI ELETTRICI

La FIGURA 27 riporta, a titolo di esempio, le curve simulate per differenti profili di carica settimanali di una colonnina di ricarica di tipo residenziale (P_{staz} pari a 6 kW). Si evidenziano come principali punti di forza del modello:

- o SOC di arrivo variabile (segno di differenti percorrenze effettuate dall’utente);
- o SOC di partenza variabile (sintomo di differente percorrenza previste/impostate dall’utente). In figura il SOC di partenza è indicato con MINSOC;
- o Potenza della colonnina variabile (sempre 6 kW, in un caso è 4 kW)

A parte il caso in cui la potenza della colonnina è impostata ad un valore diverso da quella nominale si può notare che il modello attua, comunque una ricarica rigida, in assenza di input di ottimizzazione da parte di algoritmi di flessibilità interna (OFIS-DA) o esterna (OFIS-TR). In particolare, si può notare che appena il veicolo viene collegato la ricarica comincia al massimo della potenza e porta la SOC al 100%.

La differenza tra la curva SOC e la curva MINSOC (superficie sottesa) rappresenta il margine di flessibilità della stazione di ricarica a disposizione degli algoritmi di flessibilità che potranno gestirla in maniera ottimale per la nonagrid, sulla potenza (sia di carica che scarica), sugli slot temporali, e sulla SOC. La curva MINSOC è costruita ipotizzando di dover portare la batteria del veicolo elettrico da completamente scarica (SOC=0%) alla SOC_{part} utilizzando la potenza massima della stazione ricarica (P_{staz}).

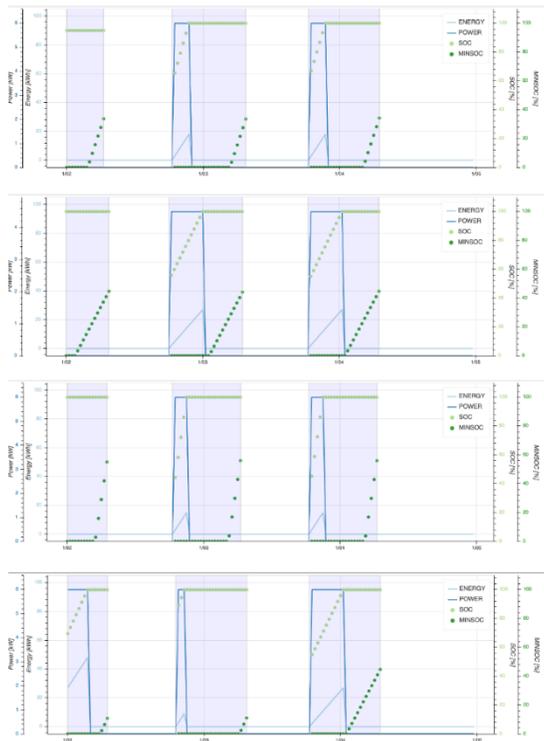


FIGURA 27 - CURVE SIMULATE DI DIFFERENTI PROFILI DI RICARICA SETTIMANALI DA COLONNINA 6KW.

3.5.2.2 Funzionamento dell’algoritmo di Simulazione

L’algoritmo di simulazione che è stato messo a punto in linguaggio python consente di effettuare cicli di carica (o scarica) di una flotta veicoli elettrici che, quando collegati ad una colonnina di ricarica possono: sia fornire flessibilità alla rete elettrica, sia garantire maggiori livelli di autoconsumo di energia nelle microreti e nelle comunità energetiche.

L’dea è quella che l’aggregato di veicoli elettrici può essere un’opportunità per aumentare la flessibilità e l’autoconsumo delle stesse Comunità. La singola colonnina di per se non pesa tanto siccome da un contributo da i 3,5-7 kW ma un un aggregato da un valore agiunto importante perché può valere fino 350-500kW quindi può fornire un contributo sia in potenza che in energia che come ordine di grandezza vale come un impianto di generazione distribuita. Questo valore aggiunto si ottiene se si gestisce in maniera coordinata di tutto l’aggregato.

Questa programmazione di veicoli elettrici non è come gestire una singola batteria ma presentano una serie di criticità che vanno gestite e previste. Per esempio il gestore dell'aggregato non sa esattamente a che ora la colonnina sarà attiva, e quando questo sarà per quanto tempo sarà attiva, quando arriva l'auto e quanto rimarrà collegata, la capacità della batteria e lo stato di carica dell'auto che vi si collega. Nell'ambito di ComESTo, poiché è difficile testare le strategie di gestione e testare il potenziale di flessibilità all'interno di dati reali è stato sviluppato un simulatore che si chiama 'ePopSimulator' che è un simulatore di profilo di una o più colonnine di ricarica elettrica che può essere usato per molteplici usi. Può essere utilizzato per valutare l'impatto dei veicoli elettrici in una comunità energetica perché si può andare a programmare il futuro consumo e l'impegno di potenza del parco veicoli. Può essere sfruttato per valutare in maniera ottimale l'aggregato.

Il software di Simulazione ePopSimulator sviluppato nell'ambito di D3.6 insieme agli algoritmi di ottimizzazione nasce dall'assenza di dataset esaustivi che permettono lo studio accurato dell'integrazione dei veicoli elettrici. Per far fronte a questa situazione in ComESTo, è stato sviluppato il simulatore in questione reso disponibile in openSource al quale si può accedere dal link (<http://193.206.131.28:32000/>) che permette la simulazione del comportamento rispetto alla rete del singolo veicolo elettrico o di una flotta di veicoli elettrici.

Il simulatore si basa per quanto riguarda i suoi input su una serie di parametri che l'utente deve inserire che sono:

- *num_sim*: parametro scelto per simulare il numero di veicoli elettrici che si vogliono considerare;
- *time_resolution_min*: il tempo di campionamento per ottenere in output i dati;
- *simulation_days*: il tempo di simulazione inteso come durata in giorno;
- *power*: rappresenta un vettore di dimensioni ($\text{num_sim} \times 1$) contenente i valori di potenza con cui caricare o scaricare il veicolo;
- *Consumer Characteristics*: sono i parametri che regolano il comportamento del consumatore finale che in questo caso dipendono dal veicolo elettrico e dipendono dal comportamento del consumatore finale stesso. Per rendere il simulatore più reale possibile si sono inseriti come parametri, le caratteristiche come percorrenza giornaliera dell'utente, la possibilità di acquisto per differenziare un veicolo a lunga percorrenza rispetto ad un altro, la routine giornaliera del consumatore. Questo significa che è possibile impostare una serie di curve di densità di probabilità per quello che riguarda la partenza mattutina e il ritorno serale piuttosto che altre operazioni nell'arco della giornata.

All'interno del vettore 'power', se la potenza inserita è positiva, la macchina verrà caricata; se la potenza inserita è negativa, la macchina verrà scaricata. Se si vuole utilizzare una potenza di carica pari al massimo valore erogabile dalla colonnina, basta inserire un valore di potenza pari a 0. In ogni caso la

potenza inserita non potrà essere maggiore della massima potenza erogabile della colonnina. L'algoritmo si compone di due blocchi principali:

Vi è un primo blocco che è un DATA PRE-PROCESSING in cui vengono caricati i tutti i dati relativi alle simulazioni. Una volta caricati dei file, i dati vengono gestiti da una classe 'DataManipulator' nella quale il primo metodo di questa classe ('group_data') si occupa di raggruppare in uno stesso dizionario le informazioni significative di ogni simulazione. Pertanto, le informazioni salvate per ogni evento di ogni simulazione sono le seguenti: "plugin_time_index", "plugout_time_index", "SOC_en", "time_resolution_min", "rech_power", "battery_cap", "future_consumption_en", "minsoc_en", "SOC_perc", "minsoc_perc".

Inoltre, questo metodo effettua il controllo sul valore del 'power' inserito dall'utente. Se il valore inserito per quella simulazione è maggiore (in modulo) della massima potenza erogabile dalla colonnina, il sistema esce e verrà chiesto all'utente di inserire un nuovo valore per poter continuare la simulazione.

la massima potenza ('max_power') erogabile dalla colonnina viene calcolata come di seguito:

$$py \text{ max_power} = (\text{rech_power} * \text{time_resolution_min}) / 60$$

Un secondo metodo ('extract_charging_events'), si occupa di creare, per ogni simulazione, un vettore di dimensioni [1 x timestamps] contenente 1 e 0. Gli 1 indicano i timestamps in cui la macchina è attaccata alla colonnina, gli 0 indicano i timestamps in cui la macchina non è attaccata alla colonnina. Il numero totale di timestamps è calcolato come di seguito:

$$py \text{ timestamps} = ((24 * 60) / \text{time_resolution_min}) * \text{simulation_days}$$

I singoli vettori di ogni simulazione saranno poi raggruppati in una singola matrice 'charging_events' di dimensioni [num_sim x timestamps]

Il secondo blocco dell'algoritmo è il vero e proprio "simulatore di CARICA e SCARICA dei veicoli".

La classe (ErogationProcess) gestisce la carica del veicolo attraverso il metodo 'battery_charge' e la scarica del veicolo attraverso il metodo 'battery_discharge'.

Il simulatore lavora iterando ogni timestamp della simulazione (simulazione real-time). Per ogni timestamp, l'algoritmo seleziona soltanto le auto che sono attaccate alla colonnina. Considerando il valore di 'power' inserito precedentemente dall'utente ed associato alle macchine selezionate, queste

ultime vengono divise tra quelle che devono essere caricate (`for_charge`) e quelle che devono essere scaricate (`for_discharge`).

Ciclo di CARICA: Se il vettore `for_charge` non è vuoto, il ciclo di carica può iniziare.

Prima di iniziare la carica dei veicoli, viene applicato un metodo detto Sistema di Inferenza Fuzzy (FIS) il quale permette di definire la priorità con cui i veicoli vengono caricati. Il FIS viene rilanciato nuovamente ad ogni iterazione; quindi per ogni timestamp, un nuovo ordine di priorità sarà generato. Il grado di priorità di ricarica è basato sui 3 inputs seguenti:

- *ChargeRequisite* (*charge_req*): rappresenta una misura di quanto manca per raggiungere la MINSOC;
- *RechAvailability* (*rech_av*): rappresenta una misura di quanta percentuale di batteria del veicolo posso caricare nel restante tempo disponibile (ottenuta moltiplicando il tempo residuo al plugout per la potenza massima erogabile dalla colonnina, normalizzata per la capacità della batteria del veicolo).
- *SOC*: rappresenta lo stato di carica attuale della batteria.

Una volta stabilito l'ordine di priorità di ricarica attraverso l'output del FIS, l'algoritmo carica ciascun veicolo andando a sommare al valore corrente di SOC il corrispondente valore del 'power'. Il ciclo di carica si interrompe o quando il veicolo si stacca dalla colonnina, oppure quando il valore di SOC raggiunge il valore 'battery_cap'. In quest'ultimo caso, la capacità di potenza massima della batteria è stata raggiunta, quindi non ha più senso continuare a ricaricare il veicolo.

Ciclo di SCARICA: Se il vettore `for_discharge` non è vuoto, il ciclo di scarica può iniziare. In questo caso la scarica del veicolo può essere effettuata solo se il valore di SOC restante (dopo l'eventuale scarica) è maggiore del valore della SOC minima che il veicolo elettrico dovrà avere per permettere al consumatore di percorrere il chilometraggio atteso (*minsoc_en*).

Output: Il dizionario `final_dict` contiene tutti i valori relativi alle varie simulazioni dopo aver effettuato cicli di carica/scarica. A livello di output il simulatore restituisce informazioni sia sul singolo veicolo come stato di carica, potenza assorbita ed energia caricata ed un parametro cruciale per l'ottimizzazione in ottica vehicle-to-grid che è un parametro definito MINSOC che per ogni istante di tempo è il minimo valore di stato di carica della batteria affinché nel momento in cui avviene il plug-out si ha uno stato di carica tale che il consumatore può effettuare il suo viaggio. Questo parametro può essere opportunamente usato come vincolo all'interno di un algoritmo di ottimizzazione che non deve essere mai superato e consente pertanto di garantire flessibilità in carica e scarica

3.6 IMPLEMENTAZIONE DEL MODELLO DI VPP

L'implementazione dei vari modelli per la realizzazione della VPP in linguaggio macchina e la

definizione dell’architettura per implementare il modello OFIS in versione preliminare ha rappresentato la concretizzazione del lavoro svolto da tutti i partner.

Sono stati implementati i modelli di gestione e controllo della flessibilità generale OFIS-DA per poi passare agli algoritmi di ripartizione per gestire l’offerta dalle risorse distribuite (algoritmi di DR), tenendo conto delle peculiarità all’interno della VPP. Il tutto è stato svolto in linea con la progettazione della piattaforma software per la gestione della Community Energy Storage con l’ottica di passare alla fase di integrazione dei modelli in AR7.4.

In particolare considerato il modello definito nel paragrafo 4.1 ci si è occupati di linearizzare la formulazione del modello OFIS-DA trasporandolo in linguaggio di programmazione eseguibile attraverso sei principali passi, come riportato in figura di seguito:

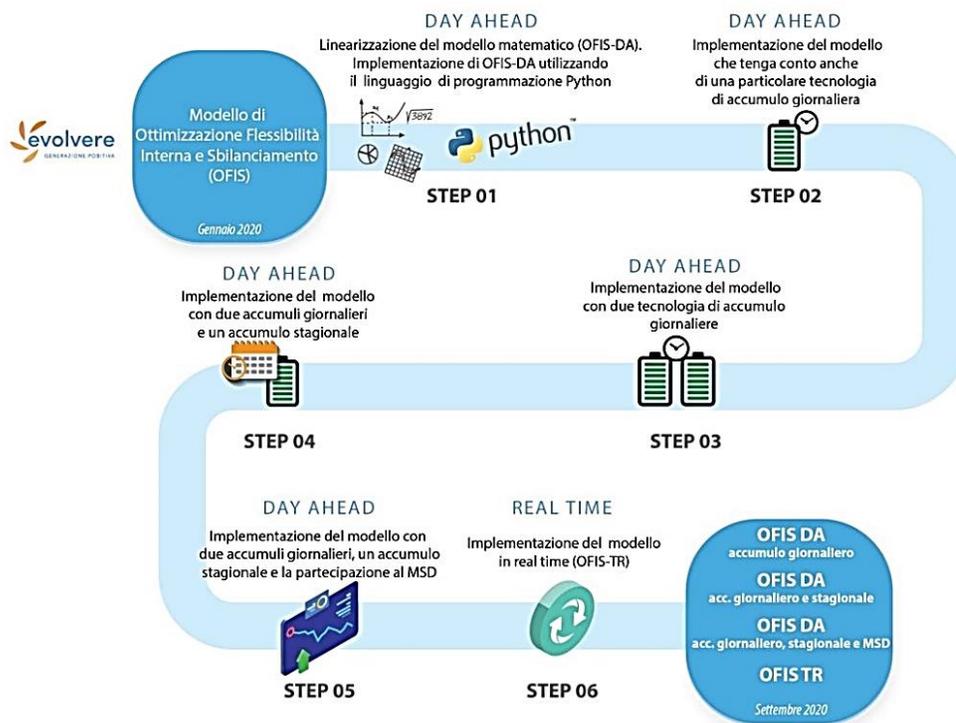


FIGURA 28 - RISULTATI ATTESI PER L’IMPLEMENTAZIONE DEI MODELLI

Come linguaggio di programmazione ad alto livello da utilizzare per l’implementazione del modello è stato scelto Python e con esso il toolkit di programmazione lineare. Per questo motivo nel primo step si è fatto sì che il modello matematico denominato ‘Ottimizzazione Flessibilità Interna e Sbilanciamento Day Ahead’ (OFIS-DA) fosse linearizzato a causa della presenza di diversi coefficienti di ripartizione che rendevano il modello non lineare.

Nel secondo step, in linea con quanto definito in precedenza relativamente alle tipologie di accumulo, si è proseguito con l’implementazione del modello OFIS-DA il quale, in questo caso, si è tenuto conto di una particolare tecnologia di accumulo nel breve periodo (giornaliera).

Nel terso step si sono portate avanti le implementazioni del modello dove sono state introdotte due tecnologie di accumulo giornaliero, batteria a flusso e accumulo a litio. Nel quarto step oltre alle due tecnologie di accumulo giornaliero il modello implementato comprende anche un accumulo per il lungo periodo (definito accumulo stagionale). Si è proseguito con l’implementazione di un modello che integri, oltre agli accumuli giornalieri e stagionale, anche la partecipazione Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) contemplando, tra i vari input, anche il prezzo di offerta ottimale sul mercato per una data capacità regolante per una data ora (step 05).

Nell’ultimo Step (step 06), si è implementato il modello in grado di operare in tempo reale (OFIS-TR).

3.6.1 Sviluppo dei Modelli OFIS-DA con accumulo giornaliero, stagionale e partecipazione MSD

Prima di passare all’implementazione si è prima studiato ed analizzato tutte le grandezze caratteristiche che sono in grado di descrivere il fenomeno per poi affrontare la problematica relativa alla linearizzazione del modello stesso. È opportuno osservare come i diversi modelli sviluppati, si riferiscano a due principali tipologie di sistemi di accumulo, giornaliero e quindi di breve periodo, e stagionale ovvero di lungo periodo, utilizzati per l’immagazzinamento degli eccessi di generazione per poi essere riutilizzati in momenti diversi. In FIGURA 29 viene riportato in maniera schematica gli input/output (IO) previsti nel modello OFIS-DA per una tecnologia di accumulo giornaliera, nel caso specifico è stato considerato il sistema di accumulo a litio.

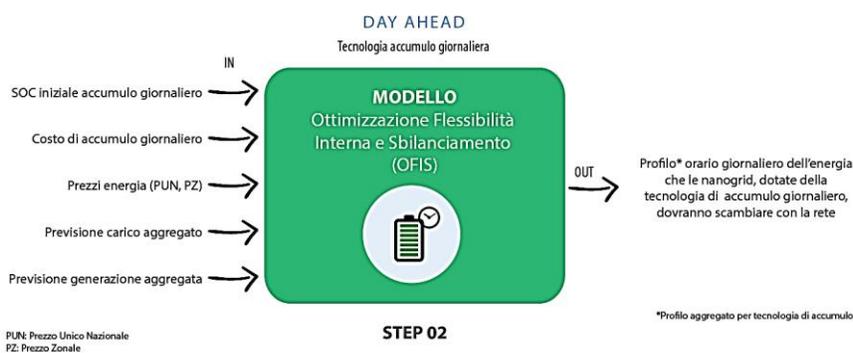


FIGURA 29 - INGRESSI/USCITE MODELLO OFIS-DA PER UNA TECNOLOGIA DI ACCUMULO GIORNALIERA

Nell’implementazione del modello si è cercato di “generalizzare” il più possibile il sistema di accumulo in modo da poter considerare le tecnologie dei vari sistemi di accumulo in maniera omogenea. Così facendo è possibile prendere in considerazione un sistema di accumulo “equivalente” ovvero un unico sistema di accumulo per ogni tipologia con i relativi vincoli tecnologici della specifica tipologia.

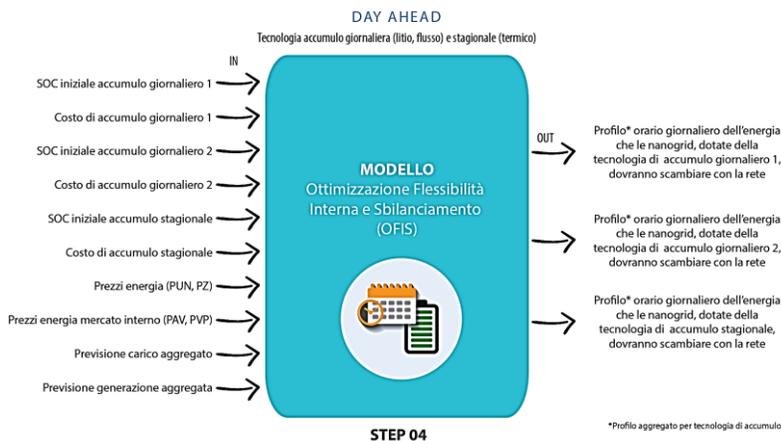


FIGURA 30 - INGRESSI/USCITE MODELLO OFIS-DA CON DUE TECNOLOGIE DI ACCUMULO, GIORNALIERO E STAGIONALE

Come nei casi precedenti nel modello matematico si considerano le tecnologie dei vari sistemi di accumulo in maniera omogenea, in modo tale da prendere in considerazione un sistema di accumulo “equivalente” per ogni tipologia con i relativi vincoli tecnologici della specifica tipologia. Il modello OFIS-DA con accumulo stagionale rispetto al modello con due accumuli di breve periodo restituisce la quota di energia da caricare o scaricare dell’accumulo di lungo periodo.

Il modello di gestione della flessibilità si è reso ancora più complesso nel corso dello step 5 dove è stata inserita la possibilità di fornire servizi alla rete elettrica di distribuzione, dato un prezzo di offerta ‘POFF’. Tale POFF, se non è disponibile, è possibile determinarlo mediante un apposito tool di simulazione definito Optimal_Poff nella quale viene suggerita la capacità regolante e i prezzi di offerta (POFF) per ogni ora.

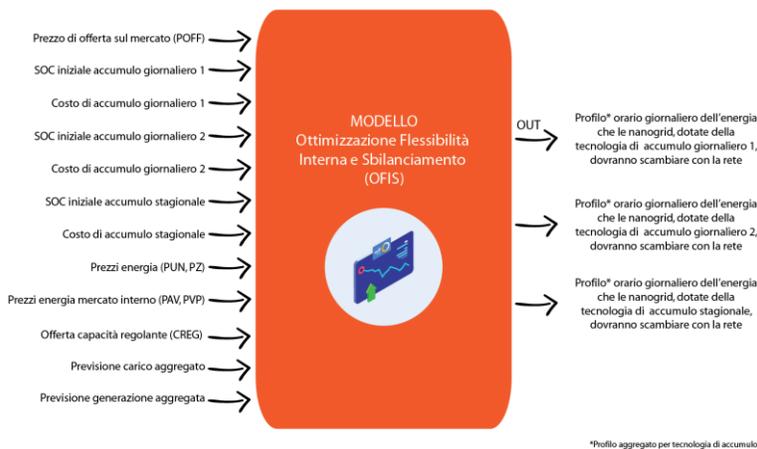


FIGURA 31 - INGRESSI/USCITE MODELLO OFIS-DA PER UNA TECNOLOGIA DI ACCUMULO GIORNALIERA

Per brevità si esplicherà il modello linearizzato nel caso finale con due tecnologie di accumulo di breve periodo, storage di lungo periodo e fornitura di servizi alla rete.

Il modello OFIS-DA nella sua versione completa ha una funzione obiettivo che minimizza per tutte le 24 ore il costo totale, che è costituito dalle seguenti componenti:

$$\min \sum_{i=0}^{23} (PUN_i \cdot C_i^p - PZ_i \cdot C_i^m) + (cost_{charge}^1 \cdot S_i^{p1} + cost_{discharge}^1 \cdot S_i^{m1}) + (cost_{charge}^2 \cdot S_i^{p2} + cost_{discharge}^2 \cdot S_i^{m2}) - (PAP \cdot E_i^{p1}) + (PVP \cdot E_i^{m1}) - (POFF_i^p \cdot CREG_i^p) - (POFF_i^m \cdot CREG_i^m)$$

$(PUN_i \cdot C_i^p - PZ_i \cdot C_i^m)$: questa componente si riferisce al costo relativo all'acquisto e alla vendita di energia sul mercato esterno, in particolare si fa notare che PUN_i indica il prezzo netto di acquisto dell'energia dal mercato esterno (comprensivo di costi accessori). PUN_i e PZ_i sono degli input del modello.

$(cost_{charge}^1 \cdot S_i^{p1} + cost_{discharge}^1 \cdot S_i^{m1}) + (cost_{charge}^2 \cdot S_i^{p2} + cost_{discharge}^2 \cdot S_i^{m2})$: questa componente invece è relativa ai costi di carica e scarica degli accumuli giornalieri aggregati. Le funzioni di costo relative alla carica e alla scarica delle diverse tecnologie giornaliere ($cost_{charge}^1, cost_{discharge}^1, cost_{charge}^2, cost_{discharge}^2$) rappresentano degli input del modello.

$-(PAP \cdot E_i^{p1}) + (PVP \cdot E_i^{m1})$: questa componente è invece relativa agli accumuli stagionali. Nello specifico se si ha eccesso di energia nel lungo periodo ($E_i^{p1} > 0$) allora si può acquistare e accumulare questa energia in aggregazione dagli utenti al prezzo di acquisto PAP previsto nel mercato interno, se invece si ha $E_i^{m1} > 0$ allora si prevede di erogare energia che può essere venduta agli utenti in aggregazione al prezzo PVP previsto nel mercato interno. I prezzi PAP e PVP sono input del modello.

$-(POFF_i^p \cdot CREG_i^p) - (POFF_i^m \cdot CREG_i^m)$: questa parte si riferisce invece ai possibili guadagni derivanti dall'offerta di servizi nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Tutte le variabili di questa componente costituiscono un input del modello.

VINCOLI:

$$(1) \quad (S_i^{p1} + S_i^{p2}) + E_i^{p1} \leq P_i$$

La somma delle energie accumulate negli accumuli giornalieri o stagionali deve essere al più pari all'effettiva energia prodotta (al fine di limitare il trading e favorire dunque l'autoconsumo).

$$(2) \quad (S_i^{m1} + S_i^{m2}) + E_i^{m1} \leq Q_i - CREG_i^m$$

La somma delle energie assorbite dagli accumuli giornalieri o stagionali deve essere al più pari alla differenza tra il profilo aggregato di carico e la capacità regolante $CREG_i^m$ (che è un'offerta di capacità regolante che prevede l'aumento dell'energia assorbita dalla rete). Anche questo vincolo mira a incentivare l'autoconsumo (limitando

- quindi l'assorbimento dagli accumuli con il fine di immettere in rete l'energia).
- Nella determinazione della quantità di energia residua da acquistare/vendere sul mercato esterno prendono parte diverse componenti: la domanda netta, data dalla differenza tra il profilo aggregato di carico e quello di produzione, la capacità regolante $CREG^m$ che prevede un aumento dell'energia assorbita dalla rete, e le energie orarie prelevate/accumulate negli storage giornalieri e stagionali.
- La quantità di energia residua da acquistare sul mercato esterno deve essere al più pari alla differenza tra il profilo aggregato di carico e la capacità regolante $CREG^m$ (che, come visto, è un'offerta di capacità regolante che prevede l'aumento dell'energia assorbita dalla rete).
- La quantità di energia residua da vendere sul mercato esterno può essere minore o uguale al profilo aggregato di produzione (di tutte le tipologie di fonti). Anche questo vincolo punta a incentivare l'autoconsumo.
- Lo stato di carica (espresso in kWh) aggregato del sistema di accumulo giornaliero della tecnologia 1 (litio) nell'ora i successiva dipende dallo stato di carica attuale al quale va sommata/sottratta la quantità di energia accumulata/prelevata dalla tecnologia di breve periodo considerata. Va da sé quindi che se l'energia prelevata dall'accumulo (S_i^{m1}) è maggiore di quella immessa nell'accumulo stesso (S_i^{p1}) lo stato di carica nell'ora successiva sarà inferiore rispetto all'ora corrente e viceversa.
- L'energia oraria prelevata/accumulata nello storage giornaliero/breve periodo (litio) è pari alla differenza tra l'energia oraria in eccesso da conservare nell'accumulo e l'energia oraria in difetto da prelevare dall'accumulo a cui bisognerà sommare l'eventuale porzione della capacità regolante da immagazzinare ($CREG^p$ prevede la diminuzione dell'energia assorbita dalla rete).
- Questo vincolo è speculare al (6) ma relativo alla seconda tecnologia di accumulo giornaliero (flusso).
- Questo vincolo è speculare al (7) ma relativo alla seconda tecnologia di accumulo giornaliero (flusso).
- Questo vincolo è speculare al (6) ma relativo all'accumulo stagionale (idrogeno).
- L'energia oraria prelevata/accumulata nello storage stagionale (idrogeno) è pari alla differenza tra l'energia oraria in eccesso da conservare nell'accumulo e l'energia oraria in difetto da prelevare dall'accumulo. In questo caso non viene considerata la capacità regolante $CREG^p$ perché relativa solo agli accumuli giornalieri.
- (3)
$$C_i^p - C_i^m = (Q_i - P_i) - CREG_i^m + (S_i^1 + S_i^2) + E_i^1$$
- (4)
$$C_i^p \leq Q_i - CREG_i^m$$
- (5)
$$C_i^m \leq P_i$$
- (6)
$$SOC_{i+1}^1 = SOC_i^1 + (S_i^{p1} - S_i^{m1})$$
- (7)
$$S_i^{p1} - S_i^{m1} + b_i^1 \cdot (CREG_i^p) = S_i^1$$
- (8)
$$SOC_{i+1}^2 = SOC_i^2 + (S_i^{p2} - S_i^{m2})$$
- (9)
$$S_i^{p2} - S_i^{m2} + b_i^2 \cdot (CREG_i^p) = S_i^2$$
- (10)
$$SOC_{i+1}^{s1} = SOC_i^{s1} + (E_i^{p1} - E_i^{m1})$$
- (11)
$$E_i^{p1} - E_i^{m1} = E_i^1$$

$$(12) \quad E_i^{p1} \leq Over_i^p * Percentage^{ps1}$$

L'energia prodotta in eccesso ($Over^p$) sarà immagazzinata, se possibile, in parte negli accumuli giornalieri e in parte in quelli stagionali. La percentuale che sarà immagazzinata negli stagionali è un parametro ($Percentage^{ps1}$) che rappresenta un input per il modello. Ad esempio se si inserisce 100% si cercherà di immagazzinare tutto l'eccesso nello storage stagionale. Ovviamente l'estate si avrà percentuale alta di carica mentre la percentuale di scarica dallo stagionale sarà bassa (o nulla). Nei periodi in cui non si accumulerà energia negli accumuli stagionali questa percentuale sarà pari a 0. Questo vincolo impone proprio che l'energia oraria in eccesso da conservare nell'accumulo STAGIONALE sia al più uguale alla suddetta percentuale moltiplicata per il totale dell'energia in eccesso prodotta nell'ora considerata.

$$(13) \quad E_i^{m1} \leq Under_i^p * Percentage^{ms1}$$

Il difetto di energia ($Under^p$) dovrà essere prelevato, se possibile, in parte dagli accumuli giornalieri e in parte da quelli stagionali. La percentuale che sarà prelevata dagli stagionali è un parametro ($Percentage^{ms1}$) che rappresenta un input per il modello.

Quindi in inverno avrò bassa percentuale di carica e alta percentuale di scarica. Ad esempio se si inserisce 100% si cercherà di scaricare tutto il difetto di energia dallo storage stagionale. Nei periodi in cui non si preleverà energia dagli accumuli stagionali questa percentuale sarà pari a 0. Questo vincolo impone proprio che l'energia oraria in difetto da prelevare dall'accumulo STAGIONALE sia al più uguale alla suddetta percentuale moltiplicata per il totale dell'energia in difetto nell'ora considerata.

$$(14) \quad b_i^1 + b_i^2 = 1$$

La capacità regolante $CREG^p$ prevede la diminuzione dell'energia assorbita dalla rete (energia che dovrà essere quindi prelevata dagli accumuli giornalieri anziché dalla rete). Si è indicato con b^1 il coefficiente di ripartizione della capacità regolante del sistema di accumulo giornaliero di tecnologia 1 (litio), con b^2 il coefficiente di ripartizione della capacità regolante del sistema di accumulo giornaliero di tecnologia 2 (flusso). Questo vincolo quindi impone che la somma dei due coefficienti di ripartizione sia pari a 1.

$$(15) \quad SOC_0^1 = SOC0^1$$

Lo stato di carica iniziale (in kWh) aggregato del sistema di accumulo (litio) è posto pari al valore di input $SOC0^1$.

$$(16) \quad E_{min}^1 \leq S_i^1 \leq E_{max}^1$$

L'energia oraria prelevata/accumulata nello storage giornaliero (litio) deve essere compresa tra un valore minimo e un valore massimo (il valore minimo ha segno negativo e si riferisce all'energia prelevata, quello massimo è positivo e si riferisce all'energia immessa: in genere il valore assoluto di questi due valori coincide).

$$(17) \quad CapTot_{min}^1 \leq SOC^1 \leq CapTot_{max}^1$$

Lo stato di carica (in kWh) aggregato del sistema di accumulo (litio) deve essere compreso tra una capacità aggregata minima e una capacità aggregata massima.

(18)	$SOC_0^2 = SOC_0^2$	Questo vincolo è speculare al (15) ma relativo alla seconda tecnologia di accumulo giornaliero (flusso).
(19)	$E_{min}^2 \leq S_i^2 \leq E_{max}^2$	Questo vincolo è speculare al (16) ma relativo alla seconda tecnologia di accumulo giornaliero (flusso).
(20)	$CapTot_{min}^2 \leq SOC^2 \leq CapTot_{max}^2$	Questo vincolo è speculare al (17) ma relativo alla seconda tecnologia di accumulo giornaliero (flusso).
(21)	$SOC_0^{s1} = SOC_0^{s1}$	Questo vincolo è speculare al (15) ma relativo alla tecnologia di accumulo stagionale (idrogeno).
(22)	$E_{min}^{s1} \leq E^1 \leq E_{max}^{s1}$	Questo vincolo è speculare al (16) ma relativo alla tecnologia di accumulo stagionale (idrogeno);
(23)	$CapTot_{min}^{s1} \leq SOC^{s1} \leq CapTot_{max}^{s1}$	Questo vincolo è speculare al (17) ma relativo alla tecnologia di accumulo stagionale (idrogeno);
(24)	$0 \leq b^1 \leq 1$	Il coefficiente di ripartizione della capacità regolante all'ora i della tecnologia di accumulo giornaliero (litio) deve essere compreso tra 0 e 1;
(25)	$0 \leq b^2 \leq 1$	Questo vincolo è speculare al (24) ma relativo alla seconda tecnologia di accumulo giornaliero (flusso);

VARIABILI DI DECISIONE (espresse in kWh)

SOC_i^1 stato di carica (in kWh) aggregato del sistema di accumulo (litio)

S_i^{p1} energia oraria in eccesso da conservare nell'accumulo giornaliero/breve periodo (litio)

S_i^{m1} energia oraria in difetto da prelevare dall'accumulo giornaliero/breve periodo (litio)

S_i^1 energia oraria prelevata/accumulata nello storage giornaliero/breve periodo (litio)

SOC_i^2 stato di carica (in kWh) aggregato del sistema di accumulo (flusso)

S_i^{p2} energia oraria in eccesso da conservare nell'accumulo giornaliero/breve periodo (flusso)

S_i^{m2} energia oraria in difetto da prelevare dall'accumulo giornaliero/breve periodo (flusso)

S_i^2 energia oraria prelevata/accumulata nello storage giornaliero/breve periodo (flusso)

SOC_i^{s1} stato di carica (in kWh) aggregato del sistema di accumulo STAGIONALE (idrogeno)

E_i^{p1} energia oraria in eccesso da conservare nell'accumulo STAGIONALE (idrogeno)

E_i^{m1} energia oraria in difetto da prelevare dall'accumulo STAGIONALE (idrogeno)

E_i^1 energia oraria prelevata/accumulata nello storage STAGIONALE (idrogeno)

C_i^p quantità di energia residua da acquistare sul mercato esterno

C_i^m quantità di energia residua da vendere sul mercato esterno

b_i^1 coefficiente di ripartizione capacità regolante all'ora i del sistema di accumulo giornaliero (litio)

b_i^2 coefficiente di ripartizione capacità regolante all'ora i del sistema di accumulo giornaliero (flusso)

ALTRE VARIABILI

P_i profilo aggregato di produzione (di tutte le tipologie di fonti)

Q_i profilo aggregato di carico

PUN_i prezzo netto di acquisto dell'energia dal mercato esterno (comprensivo di costi accessori)

PZ_i prezzo di vendita dell'energia sul mercato esterno

PAP prezzo di acquisto previsto nel mercato interno

PVP prezzo di vendita previsto nel mercato interno

$POFF_i^p$ prezzo offerto per la capacità regolante all'ora i (diminuisce l'energia assorbita dalla rete)

$POFF_i^m$ prezzo offerto per la capacità regolante all'ora i (aumenta l'energia assorbita dalla rete)

$CREG_i^p$ offerta di capacità regolante all'ora i (diminuisce l'energia assorbita dalla rete)

$CREG_i^m$ offerta di capacità regolante all'ora i (aumenta l'energia assorbita dalla rete)

$cost_{charge}^1$ funzione di costo relativa alla carica della tecnologia (litio)

$cost_{discharge}^1$ funz

di costo relativa alla scarica della tecnologia (litio)

$cost_{charge}^2$ funzione di costo relativa alla carica della tecnologia (flusso)

$cost_{discharge}^2$ funzione di costo relativa alla scarica della tecnologia (flusso)

$SOC0^1$ indica lo stato di carica iniziale medio della tipologia di sistema di accumulo (litio)

$SOC0^2$ indica lo stato di carica iniziale medio della tipologia di sistema di accumulo (flusso)

$SOC0^{s1}$ indica lo stato di carica iniziale medio della tipologia di sistema di accumulo STAGIONALE (termico)

$CapTot_{max}^1$ indica la Capacità Massima aggregata per l'accumulo di tipo (litio)

$CapTot_{max}^2$ indica la Capacità Massima aggregata per l'accumulo di tipo (flusso)

$CapTot_{max}^{s1}$ indica la Capacità Massima aggregata per l'accumulo STAGIONALE (idrogeno)

E_{max}^1 indica l'energia massima aggregata che si può scambiare in immissione o prelievo per la tipologia di accumulo (litio)

E_{max}^2 indica l'energia massima aggregata che si può scambiare in immissione o prelievo per la tipologia di accumulo (flusso)

E_{max}^{s1} indica l'energia massima aggregata che si può scambiare in immissione o prelievo per la tipologia di accumulo STAGIONALE (idrogeno)

$Over^p$ indica l'eccesso di energia prodotta (quindi dopo aver soddisfatto il carico) che dovrà essere immessa negli storage o in rete

$Under^p$ indica il difetto di energia che dovrà essere prelevata negli storage o dalla rete

$Percentage^{ps1}$ la percentuale massima dell'energia in eccesso che dovrà essere immagazzinata nello storage stagionale, può assumere un valore compreso tra 0 e 1;

$Percentage^{ms1}$ la percentuale massima dell'energia in eccesso che dovrà essere prelevata dallo storage stagionale, può assumere un valore compreso tra 0 e 1.

Mostrati i dettagli del modello più completo si rimanda alla documentazione di SAL per avere evidenza dei singoli modelli sviluppati e degli output relativi alle simulazioni numeriche con lo scopo di chiarire gli input-output del modello sopra descritto. Nel corso dell'ultimo paragrafo si mostrerà invece l'applicazione del modello finale (sistema di accumulo BP+ LP+ MSD) su un caso reale.

3.7 DEFINIZIONE DEI SERVIZI DSO-COMUNITÀ ENERGETICA

La definizione dei servizi richiesti dal DSO nella VPP ha richiesto di definire prima il modello di gestione e coordinamento definito in AR5.4 per la partecipazione ai servizi di rete per poi passare alla definizione di una o più tipologie di servizi ancillari per la rete di distribuzione richiesti e scambiati tra DSO e utenza aggregata.

La scelta dei servizi di regolazione che si prevede possano essere forniti dalle risorse distribuite connesse sulla rete di distribuzione al DSO è frutto di un'approfondita analisi dello stato dell'arte, dai numerosi studi in materia, e, contestualmente, dell'evoluzione regolatoria in atto. Nella valutazione dei servizi e della loro implementabilità non si può prescindere da una valutazione di quello che è il contesto tecnico-normativo all'interno del quale è possibile abilitare la partecipazione attiva della domanda alle operazioni di regolazione come stabilito dalla recente deliberazione 352/2021 dell'Autorità ARERA [35].

Il punto di partenza è sicuramente la valutazione della configurazione tipica dell’utenza ComESto, quindi la tecnologia abilitante nanogrid capace di integrare e gestire in maniera coordinata le diverse tipologie di risorse energetiche di carico, produzione e accumulo. Nel fare ciò la nanogrid si candida di diritto a rappresentare una preziosissima risorsa di flessibilità per il DSO, in quanto è capace di modulare, secondo specifiche richieste di regolazione e per mezzo di opportuni meccanismi incentivanti, i profili di scambio di potenza nel tempo in tutti i punti di interconnessione con la rete.

Gli impatti ed i benefici della gestione attiva di una simile utenza sono stati indagati nelle attività di AR 1.7 e AR 6.1 e riguardano rispettivamente le evoluzioni necessarie e prevedibili circa l’esercizio e la pianificazione della rete di distribuzione.

In scenari caratterizzati da una consistente presenza nelle reti di risorse distribuite a fonte rinnovabile, il cui funzionamento è discontinuo e solo parzialmente prevedibile, può provocare una serie di problematiche tecniche, in gran parte legate alla Power Quality, che possono essere riassunte nei seguenti punti:

- variazioni lente e rapide di tensione;
- flicker;
- squilibri della tensione;
- distorsione armoniche;
- sovratensioni transitorie;
- buchi di tensione;
- variazioni della frequenza di alimentazione;
- congestioni;
- selettività delle protezioni;
- tenuta al corto circuito.

L’esercizio non adeguatamente “smart” della rete di distribuzione in tali casi, sebbene allo stato attuale nella rete italiana non si ravvisino criticità di questo tipo, potrebbe ridurre il livello di affidabilità della stessa. La gestione attiva della rete, che presuppone l’adozione di adeguate tecnologie di comunicazione e controllo dei vari nodi, costituisce sicuramente un valido supporto per l’operatore della rete di distribuzione.

I benefici della gestione attiva sulla rete di distribuzione, attuata tramite la realizzazione di programmi di DR che coinvolgano sistemi ibridi di produzione, accumulo e consumo energetico integrati in nanogrid, riguardano:

- appiattimento della curva di carico e riduzione dei picchi di domanda (load leveling, peak shaving);

- supporto nella gestione ottimale della rete (gestione delle congestioni, controllo della tensione e riduzione perdite di rete);
- possibilità di funzionamento in isola e capacità di supportare il ripristino del sistema in caso di guasto, con conseguenti benefici sulla riduzione della durata delle interruzioni subite dai clienti in caso di guasto;
- miglioramento della qualità della tensione;
- mitigazione intermittenza/imprevedibilità degli impianti di produzione da FER.

Una parte fondamentale delle analisi circa i servizi di regolazione che si prevede possano essere offerti dalle nanogrid al sistema di distribuzione riguarda sicuramente il modello di mercato di riferimento per la partecipazione attiva della domanda. Quest'ultimo deve includere:

- ome mostrato nel rapporto tecnico in AR 5.4 , un modello coordinamento tra gli operatori di sistema (TSO e DSO) e i gestori delle nanogrid (aggregatori);
- un perimetro di attuabilità dei servizi, corredato da valutazioni sull'implementabilità tecnica ed effettiva utilità dei prodotti di regolazione in relazione alla configurazione di rete.

Dato lo scenario energetico che si delinea nel prossimo futuro, scenario di interesse per il progetto ComESTo che prevede una massiccia presenza di risorse di flessibilità connesse sulle reti di distribuzione, considerato quanto indicato in [36], lo schema di mercato che è stato identificato è un modello che si ispira a quanto anticipato nel progetto europeo 'SmartNet'. Tale modello prevede un mercato comune in cui vi è l'esistenza di un mercato locale, gestito dal DSO, che avviene prima per le esigenze locali tenendo conto dei vincoli di rete di distribuzione, ma senza alcun impegno formale per i partecipanti al mercato. I risultati preliminari di questo mercato locale sono condivisi con il mercato del TSO e integrati in una seconda ottimizzazione di mercato che tiene conto degli obiettivi del sistema. Sulla base dei risultati della seconda ottimizzazione, la comunicazione è presentata al mercato locale specificando quale le offerte sono accettate e per chi (DSO o TSO).

Sulla base del modello di mercato comune proposto da SmartNet si è delineato per ComESTo il modello di Mercato dei Servizi Globali e Locali ComESTo (MSGL) per la rete di distribuzione per la fornitura di servizi. La principale differenza rispetto al modello SmartNet risiede nella particolare modalità di partecipazione delle risorse connesse sulla rete di distribuzione al mercato locale: non essendo prevista la possibilità per il DSO di approvvigionarsi di servizi per la regolazione di frequenza, i prodotti approvvigionati sul MSD locale da parte del DSO saranno contratti di lungo termine da attivare successivamente per le regolazioni al giorno N secondo l'esigenza.

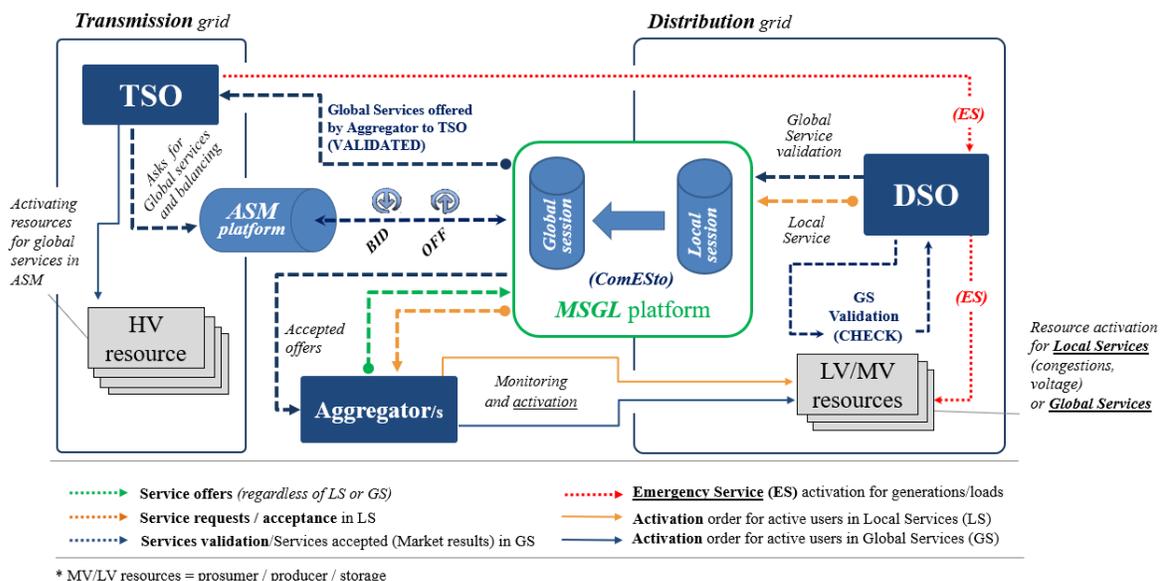


FIGURA 32 - MODELLO DI COORDINAMENTO TSO-DSO in COMESTO

Per tale meccanismo sono quindi da considerare prioritarie, di norma, le movimentazioni di risorse in risposta alle esigenze di regolazione del DSO (che saranno comunque non-frequency), salvo in caso di esigenze di sicurezza più critiche per il TSO (gravi criticità a livello di sistema). Il DSO manterrà comunque il ruolo di validatore ex-ante alle movimentazioni richieste dal TSO.

In linea con l’evoluzione del MSD contenuta nei regolamenti europei UE 2015/1222 (CACM) e UE 2017/2195 (Balancing), potrebbe essere anche considerato un meccanismo di contrattazione continua nel mercato infragiornaliero. E’ necessario a questo punto introdurre alcuni concetti fondamentali, propedeutici alla definizione dei servizi.

Punti di dispacciamento (PDD) di un mercato interno/locale della rete di distribuzione sono identificati esclusivamente nei nodi MT (Cabine Secondarie). Rispetto a tali PDD il DSO si approvvigionerà di servizi ancillari presso gli Aggregatori sottesi ai PDD stessi in base alle specifiche esigenze:

- Controllo profili di tensione sulla sbarra MT delle cabine secondarie;
- Controllo profili di tensione sulla sbarra BT delle cabine secondarie;
- Controllo sfruttamento in corrente delle linee MT e BT.

Perimetro dell’aggregazione le unità che decidono di offrire flessibilità in forma aggregata saranno le ‘nanogrid’ ossia nano-sistemi elettrici domestici di potenza non superiore ai 5 kW. Non si esclude comunque la partecipazione all’aggregato di unità di produzione/consumo/storage di taglia superiore. Ad ogni modo, a prescindere dal posizionamento nella rete delle unità gestite da un Aggregatore,

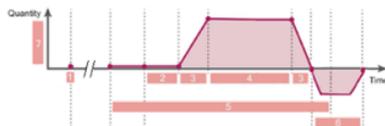
quest'ultimo può presentare offerte sul mercato locale in riferimento ai singoli PDD definiti al punto precedente, e quindi considerando le sole unità sottese al PDD di riferimento. La tecnologia abilitante prevista è la sensoristica in Cabina Secondaria e la tecnologia nanogrid presso le unità di BT connesse alla rete di distribuzione.

Sulla base di quanto descritto nel rapporto tecnico di AR 5.4 nel paragrafo (5.3.1. *SERVIZI PER IL MERCATO DEI SERVIZI ANCILLARI LOCALI*) sono state previste cinque tipologie di prodotti. Una descrizione dei servizi di regolazione più dettagliata e comprensiva di tutte le caratteristiche è contenuta nella seguente tabella.

TABELLA 4 - MACRO-SERVIZI LOCALI EROGABILI DAL DSO

Nome prodotto		CONGESTION MANAGEMENT		VOLTAGE CONTROL		
		Congestion Management Capacity	Congestion Management Real Time (attivazione del relativo servizio contrattato in Capacity)	Voltage Control - Capacity Reactive Power	Voltage Control - Real Time (attivazione relativo servizio contrattato in Capacity)	Voltage Control Active Power
Caratteristiche generali	Tipologia	Capacity - Based	Energy - Based	Capacity - Based	Energy based	Energy - based
	Entità fisica	W per h	W per h	Var per h	Var h	W per h
	Modalità di fornitura	Programmata (SRP)	Condizionale (CRP)	Programmata (SRP)	Condizionale (CRP)	Condizionale (CRP)
	Stato funzionamento sistema	Normale/Allerta	Normale/Allerta	Normale/Allerta	Normale/Allerta	Emergenza
	Periodo di validità contratto	(Pluri)Annuale	(Pluri)Annuale	(Pluri)Annuale	(Pluri)Annuale	(Pluri)Annuale
	Remunerazione	E' acquistato ad un 'prezzo di capacity' in fase di programmazione	E' acquistato al prezzo offerto (pay as bid) per tutti il tempo di esecuzione	E' acquistato ad un 'prezzo di capacity' in fase di programmazione	E' acquistato al prezzo offerto (pay as bid) per tutti il tempo di esecuzione	E' acquistato al prezzo offerto (pay as bid) per tutti il tempo di esecuzione
	Perimetro di esecuzione	Cabine secondarie (nodi MT)	Cabine secondarie (nodi MT)	Cabine secondarie (nodi MT)	Cabine secondarie (nodi MT)	Cabine secondarie (nodi MT)
	Direzionalità	Bidirezionale	Unidirezionale	Bidirezionale	Unidirezionale	Unidirezionale
	Margine di fornitura	Non previsto	Non previsto	Non previsto	Non previsto	Non previsto
	Modalità di attivazione	Attraverso l'aggregatore	Attraverso l'aggregatore	Attraverso l'aggregatore	Attraverso l'aggregatore	Direttamente dal DSO
Modalità di approvvigionamento	Asta nel caso di più aggregatori al nodo. E' previsto un prezzo massimo (cap)		Asta nel caso di più aggregatori al nodo. E' previsto un prezzo massimo (cap)		Direttamente dal DSO	
Aggregabilità	SI	SI	SI	SI	SI	

Nome prodotto		CONGESTION MANAGEMENT		VOLTAGE CONTROL		
		Congestion Management Capacity	Congestion Management Real Time (attivazione del relativo servizio contrattato in Capacity)	Voltage Control - Capacity Reactive Power	Voltage Control - Real Time (attivazione relativo servizio contrattato in Capacity)	Voltage Control Active Power
Caratteristiche della curva Potenza-Tempo	1	Termine delle contrattazioni	Abbondantemente prima della ore	(Near) Real - Time, contestuale	Abbondantemente prima della	(Near) Real - Time, contestuale
	2	Periodo di preparazione	ore	pochi minuti: intervallo 2 +	N.A.	pochi minuti: intervallo 2 +
	3	Attivazione/Disattivazione	N.A.	pochi minuti: intervallo 2 +	N.A.	pochi minuti: intervallo 2 +
	4	Periodo di erogazione	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dall'esigenza di sicurezza
	5	Intervallo di servizio	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dall'esigenza di sicurezza
	6	Payback	N.A.	Non previsto	N.A.	N.A.
	7	Volume del prodotto	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dal contratto	Dipende dall'esigenza di sicurezza



V

V

X

X

V

Tra i diversi servizi quelli erogabili sono legati principalmente alla immissione o assorbimento di potenza attiva per mantenere il set point della tensione di rete in condizioni di esercizio di emergenza oppure per ridurre lo sfruttamento in corrente dei rami della rete come sarà mostrato nel corso dell'ultimo paragrafo relativo alle simulazioni.

4. SIMULAZIONI E RISULTATI

Per mettere in pratica i modelli sviluppati dai vari partner mostrati nei paragrafi precedenti è stata presa in considerazione una rete di distribuzione fornita dal partner e-Distribuzione. A tale rete è stato attribuito il nome di rete "Fumagalli" e rappresenta una rete di distribuzione in bassa tensione che parte da una cabina secondaria (CS) dal quale si diramano due tronchi di linea che complessivamente contano 137 nodi, 135 rami, 154 utenti di cui 15 Prosumers e 139 consumers. Il carico totale è pari a 675 kW mentre la generazione totale è pari ad 86,28 kW.

L'analisi di simulazione si è svolta andando ad analizzare la rete nella situazione iniziale che è stata identificata come situazione "PRE operazioni di Demand Response" nel quale si è andati ad analizzare le principali problematiche, il valore di variazione di tensione ai nodi e lo sfruttamento in corrente dei rami della rete.

I valori soglia comunicati dal distributore e da considerare ai fini della sicurezza della rete sono:

- per la variazione di tensione ai nodi, 3% soglia di attenzione, 5% soglia di allerta e 10% soglia di criticità;
- per lo sfruttamento in corrente dei rami, 60% soglia di attenzione, 80% soglia di allerta, 100% soglia di criticità.

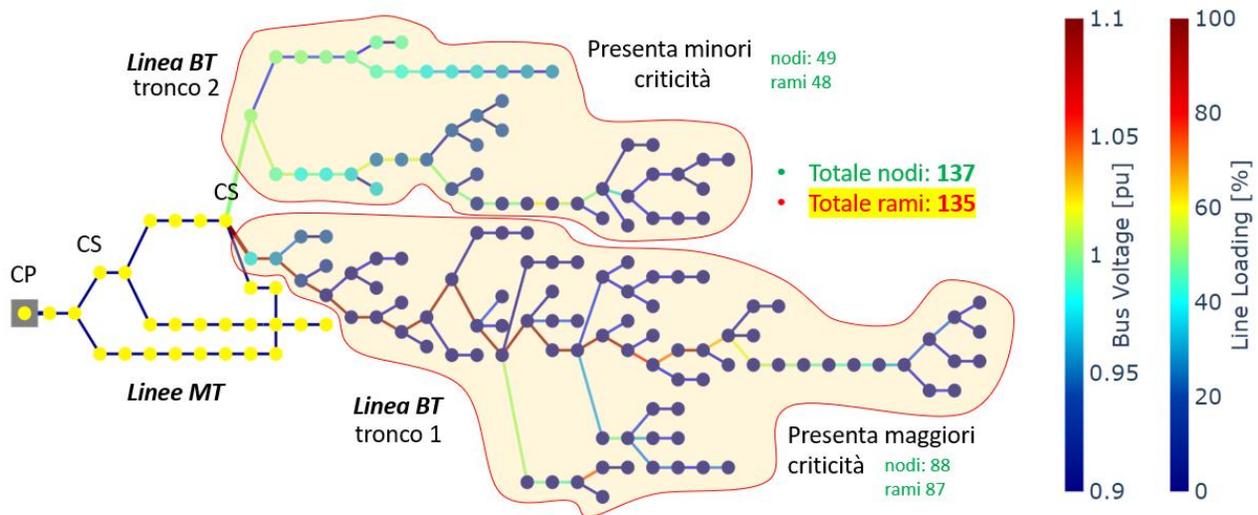


FIGURA 33 - RETE DI DISTRIBUZIONE 'FUMAGALLI'

L'obiettivo della simulazione è quello di provare a trasformare buona parte degli utenti in utenti attivi in maniera tale da ridurre il supporto della rete per il soddisfacimento dei bisogni rendendoli autosufficienti, oppure rendere gli utenti attivi al punto di supportare loro stessi la rete nei momenti di maggiore criticità. I passi attraverso il quale si sono sviluppate le simulazioni hanno visto la generale

FIGURA 35 - TRONCO 1 DELLA RETE BT - LINEA A (situazione PRE-DR)

In linea con i futuri sviluppi delle reti verso una generazione distribuita e l’incremento degli storage elettrici che consentiranno a tutti gli utenti di dare un fattivo supporto alla rete [37], si sono trasformati i semplici utenti consumatori in Prosumers. Successivamente in ottica evolutiva si sono dotati questi utenti prosumers di sistemi di accumulo centralizzati o distribuiti al fine di verificare gli effetti sulla rete in esame.

Le simulazioni effettuate sono state eseguite con uno sviluppo dei modelli di ripartizione OFIS-DA e DRPG in maniera incrementale portando ad inserire gradualmente un grado di complessità sempre maggiore.

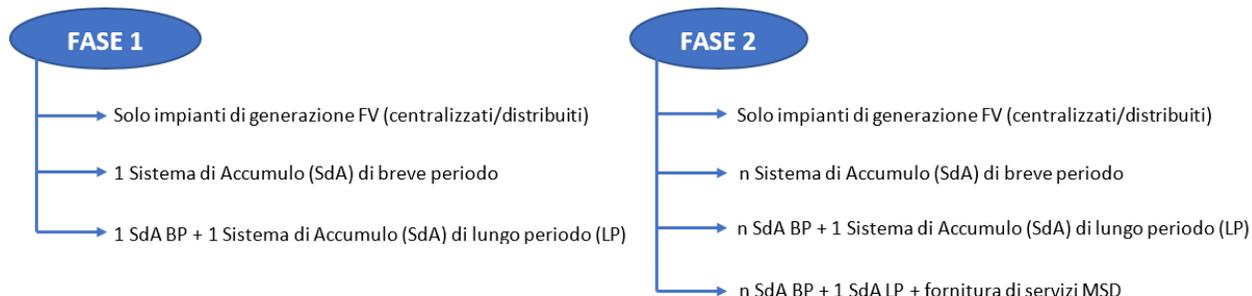


FIGURA 36 - FASI DELL’ANALISI DI SIMULAZIONE

L’analisi di flessibilità degli utenti sulla rete di distribuzione ha richiesto una generale trasformazione degli utenti passivi in utenti attivi . In particolare come mostrato in FIGURA 35 si sono individuati un certo numero di utenti sulle porzioni di rete critica, da trasformare in utenti attivi così da ‘alleggerire’ la loro richiesta per la rete e quindi carico sul percorso critico.

L’obiettivo è pertanto quello di ridurre il carico sulla linea critica evidenziata in rosso, andando ad agire su delle porzioni della rete di distribuzione che generano maggiori problemi. Si sono individuate delle aggregazioni di utenti inizialmente consumatori (passivi) da trasformare in comunità di utenti attivi facendo in modo di creare dei perimetri localizzati autosufficienti. Lo scopo è di evitare il sovraccarico della dorsale principale attraverso la flessibilità delle risorse connesse alla rete di distribuzione evitando ulteriori investimenti in infrastrutture.

La situazione finale desiderata è quella mostrata in FIGURA 37 dove sono stati trasformati 41 utenti nelle tre macro aree indicate con cluster A1, A2 e A3.

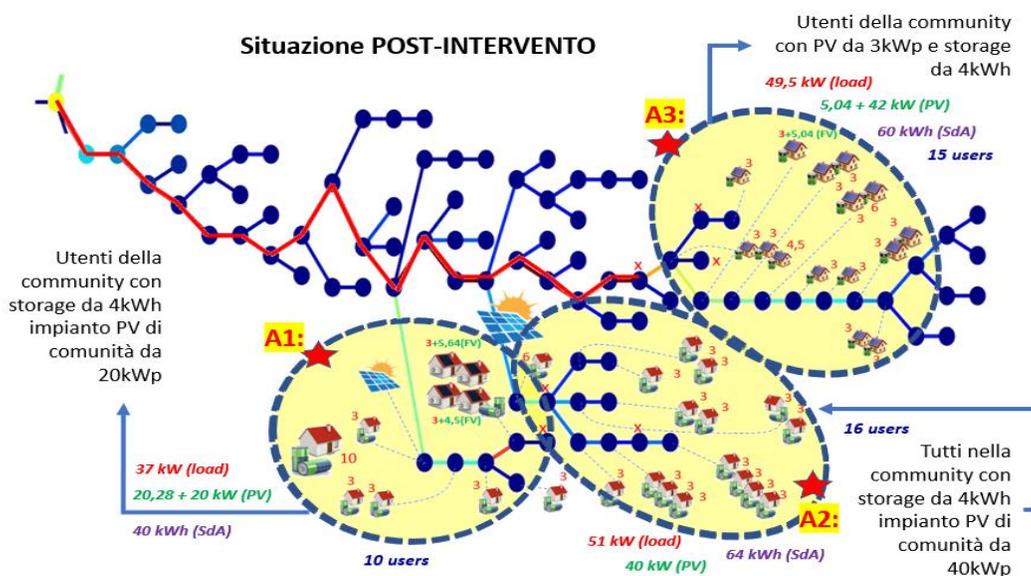


FIGURA 37 - RETE 'FUMAGALLI' CONFIGURAZIONE POST INTERVENTO DR

In particolare nei cluster A1 e A2 sono stati inseriti degli impianti di generazione fotovoltaica (FV) di comunità mentre in A3 gli impianti di generazione sono stati distribuiti sugli utenti. Valutata questa condizione, successivamente gli stessi utenti sono stati dotati di SdA, con tecnologia a litio di capacità 4kWh.

4.1 SCENARIO 0 - INIZIALE PRE INTERVENTO DI DR

Per poter operare un confronto tra i vari step, è stato necessario studiare e di conseguenza valutare lo stato della rete nelle condizioni iniziali senza alcun intervento, per come mostrato in FIGURA 35. In tali condizioni, senza l'inserimento di impianti di generazione FV né SdA, sono state osservate per ogni nodo della rete il numero di criticità andando a valutare in quale soglia rientrasse la variazione di tensione sul nodo, attenzione, critica o di allerta.

Dopo aver abbinato i profili di generazione agli impianti FV e i profili di carico a tutti gli utenti della rete attraverso l'analisi di load flow sul tool PandaPower sono stati generati i risultati per la variazione di tensione ai nodi e lo sfruttamento in corrente dei rami rispetto al loro valore di riferimento.

Per quanto riguarda la variazione di tensione ai nodi, i risultati sono stati elaborati e organizzati opportunamente in modo da individuare le criticità in base alle soglie di riferimento indicate in precedenza:

DATA	ora	min	nodo BT								critica	allarme	attenzione	attenzione	attenzione	critica	criticità
			789547-6	789449-6	789535-5	789489-6	789515-6	789549-5	789546-6	619214-7							
03/08/2019 00:00	0	0	-0,090	-0,008	-0,117	-0,060	-0,091	-0,084	-0,094	-0,074	21	51	17	0	0	0	89
03/08/2019 00:15	0	15	-0,107	-0,011	-0,139	-0,073	-0,109	-0,101	-0,112	-0,089	46	28	19	0	0	0	93
03/08/2019 00:30	0	30	-0,092	-0,008	-0,120	-0,062	-0,094	-0,086	-0,096	-0,076	22	50	18	0	0	0	90
03/08/2019 00:45	0	45	-0,123	-0,014	-0,159	-0,085	-0,125	-0,116	-0,123	-0,103	62	18	18	0	0	0	98
03/08/2019 01:00	1	0	-0,092	-0,008	-0,120	-0,062	-0,094	-0,087	-0,096	-0,077	22	50	17	0	0	0	89
03/08/2019 01:15	1	15	-0,096	-0,008	-0,126	-0,065	-0,099	-0,091	-0,101	-0,080	26	46	18	0	0	0	90
03/08/2019 01:30	1	30	-0,115	-0,011	-0,148	-0,078	-0,117	-0,108	-0,120	-0,096	48	26	20	0	0	0	94
03/08/2019 01:45	1	45	-0,132	-0,015	-0,170	-0,091	-0,134	-0,125	-0,138	-0,111	63	22	15	0	0	0	100
03/08/2019 02:00	2	0	-0,082	-0,005	-0,108	-0,055	-0,083	-0,077	-0,086	-0,068	15	54	14	0	0	0	83
03/08/2019 02:15	2	15	-0,074	-0,002	-0,098	-0,049	-0,075	-0,070	-0,078	-0,061	0	65	9	0	0	0	74
03/08/2019 02:30	2	30	-0,077	-0,003	-0,101	-0,051	-0,078	-0,072	-0,081	-0,064	11	58	6	0	0	0	75
03/08/2019 02:45	2	45	-0,078	-0,003	-0,102	-0,052	-0,079	-0,073	-0,081	-0,064	12	57	6	0	0	0	75
03/08/2019 03:00	3	0	-0,074	-0,002	-0,098	-0,049	-0,075	-0,070	-0,078	-0,061	0	65	9	0	0	0	74
03/08/2019 03:15	3	15	-0,079	-0,003	-0,104	-0,052	-0,080	-0,074	-0,082	-0,065	13	56	6	0	0	0	75
03/08/2019 03:30	3	30	-0,077	-0,002	-0,102	-0,051	-0,079	-0,073	-0,081	-0,064	11	58	6	0	0	0	75
03/08/2019 03:45	3	45	-0,080	-0,003	-0,105	-0,053	-0,081	-0,075	-0,084	-0,066	14	55	7	0	0	0	76
03/08/2019 04:00	4	0	-0,077	-0,003	-0,101	-0,051	-0,078	-0,072	-0,080	-0,063	10	59	6	0	0	0	75
03/08/2019 04:15	4	15	-0,063	0,000	-0,083	-0,040	-0,064	-0,058	-0,066	-0,051	0	57	15	0	0	0	72
03/08/2019 04:30	4	30	-0,024	0,008	-0,035	-0,011	-0,025	-0,021	-0,025	-0,017	0	0	19	0	0	0	19
03/08/2019 04:45	4	45	-0,015	0,010	-0,024	-0,005	-0,016	-0,013	-0,016	-0,010	0	0	0	0	0	0	0
03/08/2019 05:00	5	0	-0,010	0,011	-0,018	-0,002	-0,012	-0,009	-0,011	-0,006	0	0	0	0	0	0	0
03/08/2019 05:15	5	15	-0,009	0,010	-0,017	-0,001	-0,010	-0,007	-0,010	-0,005	0	0	0	0	0	0	0
03/08/2019 05:30	5	30	-0,007	0,011	-0,014	0,001	-0,009	-0,006	-0,008	-0,003	0	0	0	0	0	0	0

FIGURA 38 - ANALISI DELLE MAGIORI CRITICITA' DELLA RETE IN FASE PRE DR

Individuate le criticità che rappresentano il numero di istanti di tempo (quarti di ora) nel quale un nodo della rete ha superato una soglia di attenzione, di criticità o allerta nel corso della giornata, queste si sono ordinate in base al numero per individuare i nodi maggiormente critici. Inoltre l'ordinamento cronologico delle criticità ha consentito di valutarne la loro distribuzione nel tempo.

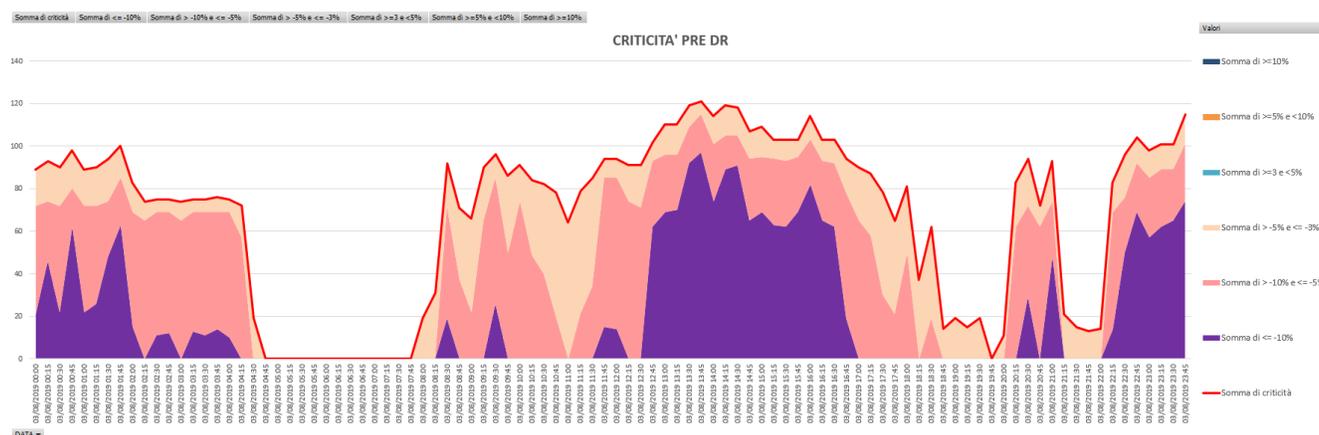


FIGURA 39 - DISTRIBUZIONE DELLE CRITICITA' DELLA RETE IN FASE PRE DR

Essendo la rete priva di generatori fotovoltaici e di SdA non sono emerse variazioni di tensione positive, ma solo variazioni negative dovute agli eccessivi assorbimenti di corrente in determinati intervalli.

Tale analisi ha rappresentato il riferimento con il quale confrontare i successivi scenari e situazioni descritte in FIGURA 36.

Concentrandosi nel giorno dell’anno con maggiori criticità (risultato essere il 03.08.2019) dall’analisi della variazione di tensione ai nodi sono emerse n. 6.533 criticità su tutta la rete di distribuzione. Come mostrato in FIGURA 40 le criticità più severe sono rappresentate da quelle di colore viola.

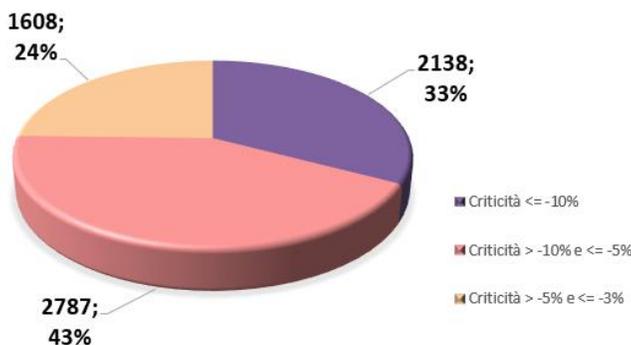


FIGURA 40 - RIPARTIZIONE DELLE CRITICITA' IN FASE INIZIALE PRE DR (giorno 03.08.2019)

L’obiettivo è di ridurre al minimo e/o far scomparire le criticità viola e ridurre le altre tipologie.

4.2 SCENARIO 1 - POST-DR (Solo generatori FV)

Procedendo in una logica incrementale per step, il primo scenario simulato è stato quello ottenuto inserendo soltanto generatori fotovoltaici come descritto in precedenza (impianto FV centralizzato di comunità 20kWh nel cluster A1, impianto FV centralizzato di comunità da 40kWh nel cluster A2, impianti di generazione FV decentralizzati nel cluster A3) ma senza sistemi di accumulo per gli utenti.

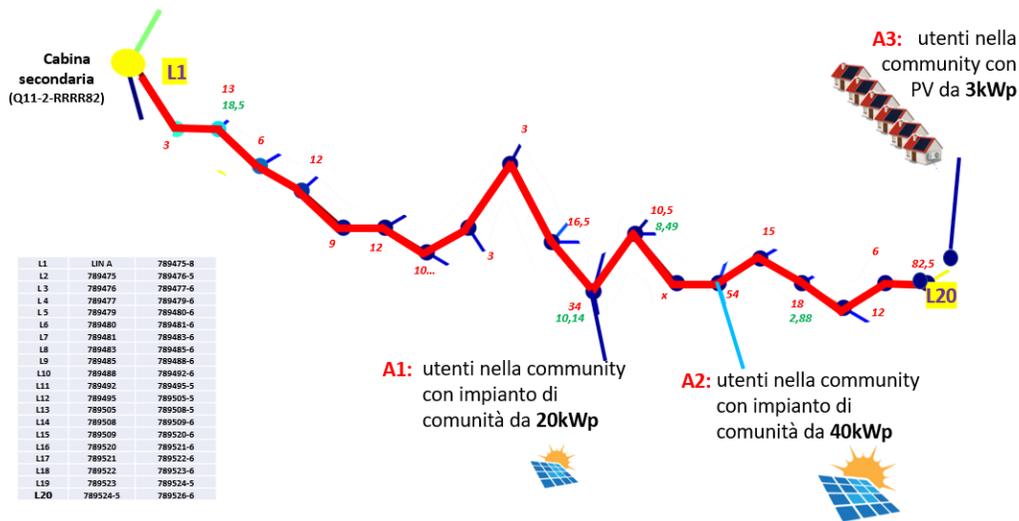


FIGURA 41 - TRASFORMAZIONE RETE CON SOLO SISTEMI FV

A questo punto con i profili di carico abbinati agli utenti ed i profili di generazione abbinati agli impianti si è prodotto un nuovo risultato con il tool di load flow , Panda Power, per valutare le criticità della rete con l’inserimento dei soli generatori fotovoltaici.

Come è possibile notare in FIGURA 42 la parte centrale della giornata è quella più influenzata dalle modifiche introdotte. Sebbene il supporto della generazione solare nelle ore maggiormente critiche determina un generale miglioramento delle condizioni, si generano però problemi opposti di variazione di tensione positiva dovuti alla immissione di potenza degli impianti di generazione fotovoltaici.

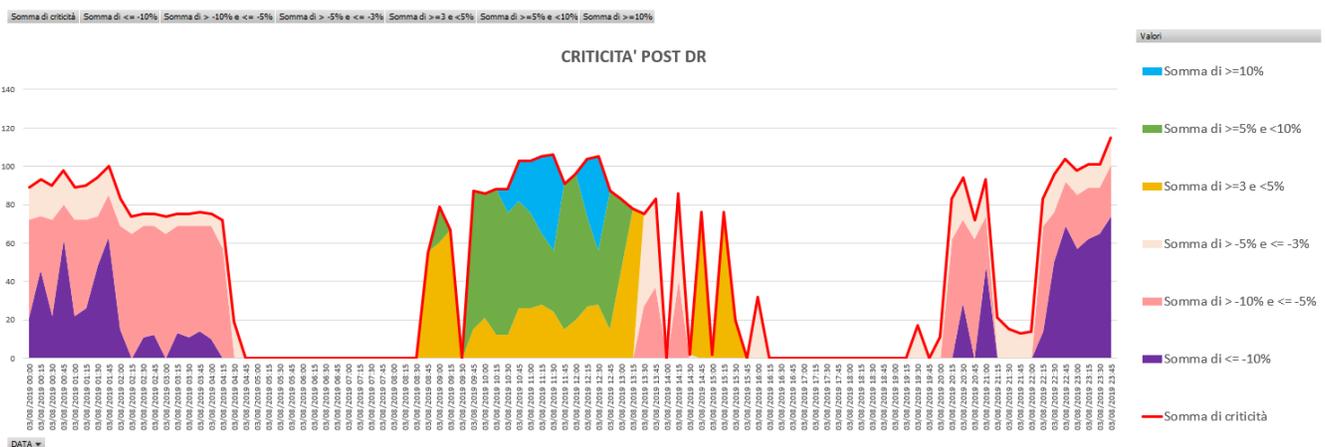


FIGURA 42 - ANALISI DELLE CRITICITA' DELLA RETE CON SOLI IMPIANTI FV

In questo scenario l’analisi dei risultati per la variazione di tensione ai nodi ha mostrato n. 4.710 criticità su tutta la rete di distribuzione.

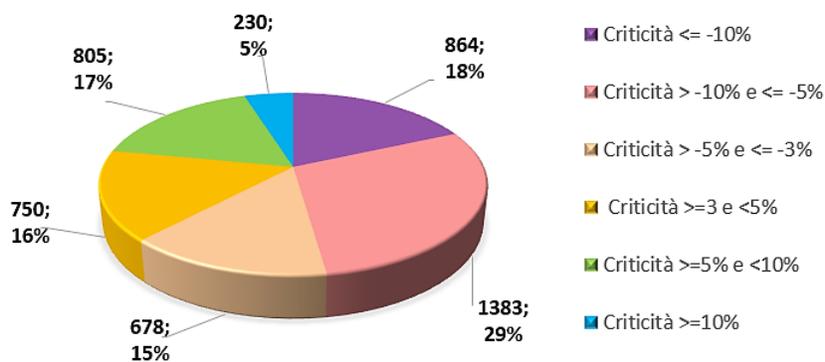


FIGURA 43 - RIPARTIZIONE DELLE CRITICITA' SCENARIO CON SOLI IMPIANTI FV (GIORNO 03.08.2019)

Rispetto allo scenario iniziale si sono ridotte le situazioni critiche (da 2138 a 864) le situazioni di allerta (da 2787 a 1383) quelle di attenzione (da 1608 a 678). Nascono però in questo caso delle criticità dovute all'aumento del valore di tensione che scaturiscono dall'immissione in rete degli impianti fotovoltaici che devono essere gestite con utilizzo di accumuli e strategie di DR.

4.3 SCENARIO 2 - POST-DR (Generatori FV e SdA di BP)

A questo punto si è considerato oltre all'inserimento dei generatori fotovoltaici come nel primo scenario, l'inserimento sulla rete di distribuzione di sistemi di accumulo di breve periodo. Nel dettaglio si sono dotati di SdA BP con tecnologia a litio di capacità 4kWh tutti i 41 utenti coinvolti nei tre cluster.

La nuova configurazione della rete è composta come di seguito:

- Cluster A1: 10 utenti, carico 37kW, generazione FV 40,28 kW, Sistemi di accumulo BP 40 kWh;
- Cluster A2: 16 utenti, carico 51kW, generazione FV 40 kW, Sistemi di accumulo BP 64 kWh;
- Cluster A3: 15 utenti, carico 49,5kW, generazione FV 47,04 kW, Sistemi di accumulo BP 60 kWh.

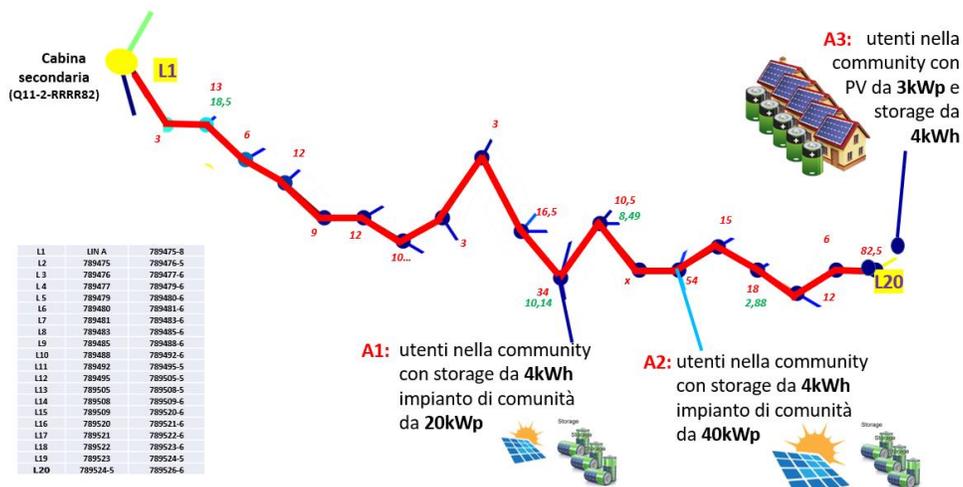


FIGURA 44 - TRASFORMAZIONE RETE CON SOLO SISTEMI FV+ SDA BP

A questo punto con gli stessi profili di carico e produzione abbinati rispettivamente agli utenti e ai generatori si sono considerati i sistemi di accumulo a litio presenti e pertanto attraverso il modello OFIS-DA + DRPG sono stati generati dei profili ottimizzati di carica e scarica degli accumuli a litio al fine di ridurre le criticità e ottimizzare i costi totali.

4.3.1 Applicazione del modulo di ottimizzazione OFIS-DA

I profili di generazione e carico abbinati agli utenti di tutta l’aggregazione hanno rappresentato i dati di input del modello OFIS-DA in modo tale da individuare gli eccessi o i difetti di energia da ripartire con il modello DRPG sugli utenti della comunità stessa al fine di ridurre il costo della funzione obiettivo.

La simulazione si riferisce al solo giorno più critico (03-08-2019) dove l’obiettivo è quello di comunicare dei profili ottimizzati di carica-scarica degli accumuli installati sugli utenti e capire i conseguenti benefici sulla rete intesi come miglioramento delle condizioni rispetto alle criticità di rete individuate nella fase di analisi iniziale. Per prima cosa si è passati per ogni istante di tempo l’input al modello OFIS-DA, rappresentato dal profilo di potenza del carico e di generazione dell’aggregato, dai prezzi di acquisto e vendita dell’energia preparando un file di input (*OFIS_input.xlsx*) nel quale le quantità di potenza nell’intervallo di tempo sono espresse in kW e i prezzi in €/kWh.

DATE	Q	P	PUN	PZ
03/08/2019 00:00	34,898	0,000	0,2027	0,0600
03/08/2019 00:15	39,584	0,000	0,2027	0,0600
03/08/2019 00:30	35,625	0,000	0,2027	0,0600
03/08/2019 00:45	43,848	0,000	0,2027	0,0600
03/08/2019 01:00	35,580	0,000	0,2027	0,0623
03/08/2019 01:15	36,643	0,000	0,2027	0,0623
03/08/2019 01:30	41,594	0,000	0,2027	0,0623
03/08/2019 01:45	46,276	0,000	0,2027	0,0623

FIGURA 45 - DATI DI INPUT PER OFIS-DA

Data la potenza negli intervalli di tempo considerati, nel modello questa viene opportunamente trasformata in energia al fine di calcolare la disponibilità in eccesso o quella in difetto .

Alcune caratteristiche dei sistemi di accumulo a disposizione degli utenti e le capacità invece sono state opportunamente inserite nel file dei parametri (*OFIS_params.xlsx*).

SOC_LITIO	NUMBER_OF_DAYS	TIME_RESOLUTION	UNIT	COST_CHARGE_LITIO	COST_DISCHARGE_LITIO	E_MIN_LITIO	E_MAX_LITIO	CapTotMin_LITIO	CapTotMax_LITIO
0	1	15	kW	0,0102	0,0102	-41	41	0	164

FIGURA 46 - PARAMETRI PER OFIS-DA (intervallo di tempo 15min)

Si considera che per la tecnologia in questione, la capacità massima accumulabile ed erogabile da un utente sia di 4kWh (pari alla capacità massima 4kWh) pertanto nel singolo intervallo di tempo (t=15min) si deve considerare $\frac{1}{4}$ (Capacità $SdA/(60/t) = 1kWh$). In aggregato per 41 utenti si ha che l'energia prelevabile (E_{min}) ed erogabile (E_{max}) nel singolo intervallo sia 41kWh, mentre la capacità massima dell'accumulo aggregato resta 164kWh.

I prezzi dell'energia incidono molto nell'algoritmo di ottimizzazione poiché la F.O. viene influenzata dal prezzo di acquisto dell'energia, dal prezzo di vendita e dai prezzi di carica e scarica. Per semplicità si utilizza al posto del PUN il prezzo energia comprensivo degli oneri al III trimestre 2019, il PZ come previsto dal mercato ed un costo di carica e scarica pari a 0,0102 €/kWh (circa 1 c€ per kWh caricato/scaricato).

Una volta implementato il modello OFIS-DA in python, lanciando il comando '*day_ahead.py*' il modello OFIS-DA sviluppato esegue l'ottimizzazione e restituisce un profilo di carica (accumulo o assorbimento) e di scarica (generazione o immissione) dell'accumulo equivalente complessivo che andrà successivamente ripartito con il DRPG tra i diversi sistemi di accumulo degli utenti nei clusters A1+A2+A3 :

```

C:\Users\LUCAMENDICINO\Desktop\Esecuzione OFIS\4_Simulazioni Clusters (A1+A2+A3)\4a_Sim.Clusters A1+A2+A3 (SdA breve
)\4b_Sim. A1+A2+A3 (15_pr.En&Pz) \4b_a_OFIS-DA_tec.giorn (15_pr.En&Pz)\OFIS-DA_1_tec.giorn>
C:\Users\LUCAMENDICINO\Desktop\Esecuzione OFIS\4_Simulazioni Clusters (A1+A2+A3)\4a_Sim.Clusters A1+A2+A3 (SdA breve
)\4b_Sim. A1+A2+A3 (15_pr.En&Pz) \4b_a_OFIS-DA_tec.giorn (15_pr.En&Pz)\OFIS-DA_1_tec.giorn>day_ahead.py
96
Optimal
The Min Value = 28.2998811061289
SOC_arr_1 [ 0. 0. 0. 0. 0. 0.
0. 0. 0. 0. 0. 0.
0. 0. 0. 0. 0. 0.
0. 0. 0. 0. 0. 0.
0. 0. 0. 0. 0. 0.
0. 0. 0. 0. 0. 0.
0. 0. 0. 0. 0. 0.
0. 0. 0. 0. 0. 0.
0. 0. 0. 0. 0. 0.
29.130596 35.661235 42.378719 52.586787 57.998882 66.86856
79.53479 89.881182 101.59506 111.84144 120.72896 123.36702
130.04844 135.90865 142.90926 142.90926 142.90926 142.90926
142.90926 142.90926 142.90926 141.38073 140.27586 138.19338
135.32111 131.81967 128.70431 125.24782 118.49901 110.01352
103.42526 93.829413 90.048596 86.527691 83.039663 79.556873
71.558634 60.963456 48.697989 38.077824 26.914318 15.321333
0. ]
  
```

FIGURA 47 - OUTPUT MODELLO OFIS-DA

Il risultato del modello OFIS-DA fornisce il profilo complessivo dello stato di carica (SOC) e degli intervalli nella quale si carica e si scarica l’accumulo equivalente complessivo.

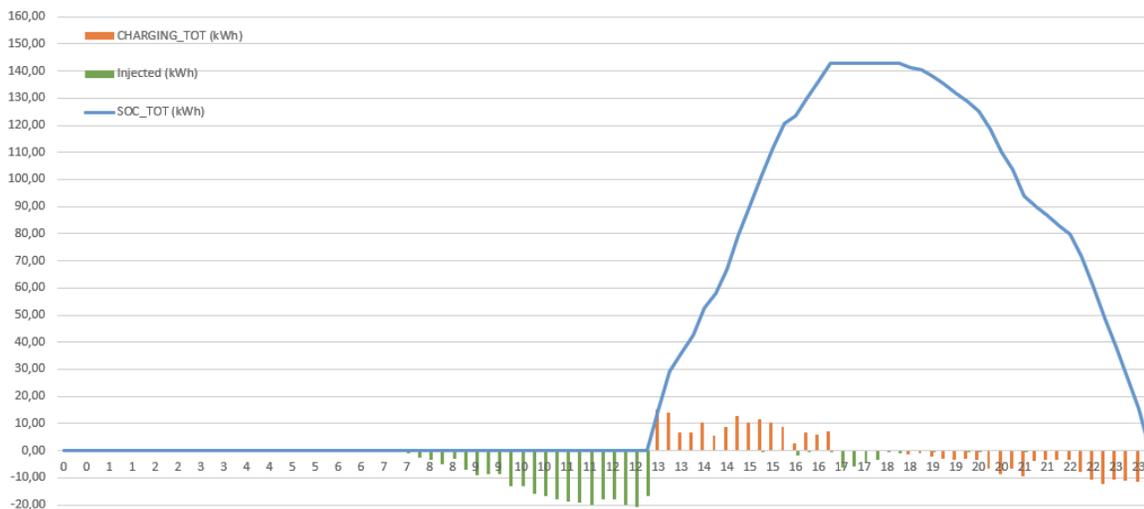


FIGURA 48 - OUTPUT MODELLO OFIS-DA (charging/discharging SdA BP + SOC SdA BP)

Terminata la fase di pianificazione generale OFIS-DA tenendo in considerazione il numero e le caratteristiche degli accumuli di tipologia presenti nei tre cluster A1+A2+A3 (in questo caso solo litio equivalente) che è pari a n. 41 SdA a Litio con capacità 4kWh e quindi una capacità complessiva di 164kWh, si avvia il processo di ripartizione del carica/scarica tramite l’algoritmo di ripartizione DRPG. E’ possibile notare come le condizioni economiche fanno sì che non si vada a saturare la massima capacità dell’accumulo di comunità ma circa 145kWh su 164kWh disponibili.

4.3.2 Applicazione del modulo di ripartizione DRPG

In input il modello DRPG prende quello che è il risultato del modello OFIS-DA (vettore colonna di output “OFIS_DA_output.xlsx” di 96 elementi dove ciascuno elemento indica l’intervallo temporale considerato a 15min sul quale suddividere la carica). L’avvio della ripartizione della quantità di energia da caricare/scaricare contenuta in ciascun elemento del vettore (colonna ‘CHARGING_TOT (kWh)’ output di OFIS-DA). Si ottiene così un vettore nella quale le quantità di output di OFIS-DA diventano input (colonna D in FIGURA 49) di DRPG:

DATE	D
03/08/2019 12:45	0
03/08/2019 13:00	15,052024
03/08/2019 13:15	14,078572
03/08/2019 13:30	6,530639
03/08/2019 13:45	6,717484
03/08/2019 14:00	10,208068
03/08/2019 14:15	5,412095
03/08/2019 14:30	8,869678

FIGURA 49 - OUTPUT MODELLO OFIS-DA e INPUT DRPG

Per come sono state considerati i parametri di input ogni utente nell’intervallo di tempo di 15 min potrà accumulare o scaricare 1kWh in modo da poter caricare o scaricare al massimo 4kWh nell’ora. Si mostra di seguito invece il file dei parametri del DRG (*DRPG_params.xlsx*) nel quale si definiscono numero e caratteristiche degli storages appartenenti ai tre cluster in esame:

STORAGES	SOC	E_MIN	E_MAX	CapTotMin	CapTotMax
1	0	-1	1	0	4
2	0	-1	1	0	4
3	0	-1	1	0	4
4	0	-1	1	0	4
5	0	-1	1	0	4
6	0	-1	1	0	4
7	0	-1	1	0	4
8	0	-1	1	0	4
9	0	-1	1	0	4
10	0	-1	1	0	4
11	0	-1	1	0	4
12	0	-1	1	0	4
13	0	-1	1	0	4
14	0	-1	1	0	4
15	0	-1	1	0	4
16	0	-1	1	0	4
17	0	-1	1	0	4
18	0	-1	1	0	4
19	0	-1	1	0	4
20	0	-1	1	0	4
21	0	-1	1	0	4
22	0	-1	1	0	4
23	0	-1	1	0	4
24	0	-1	1	0	4
25	0	-1	1	0	4
26	0	-1	1	0	4
27	0	-1	1	0	4
28	0	-1	1	0	4
29	0	-1	1	0	4
30	0	-1	1	0	4
31	0	-1	1	0	4
32	0	-1	1	0	4
33	0	-1	1	0	4
34	0	-1	1	0	4
35	0	-1	1	0	4
36	0	-1	1	0	4
37	0	-1	1	0	4
38	0	-1	1	0	4
39	0	-1	1	0	4
40	0	-1	1	0	4
41	0	-1	1	0	4

FIGURA 50 - PARAMETRI DEL MODELLO DI RIPARTIZIONE DRPG

Di seguito si mostra un esito di risultato del modello DRPG che ha trovato una soluzione ottimale per la ripartizione su tutti gli storage dei clusters:

```
C:\Users\LUCAMENDICINO\Desktop\Esecuzione OFIS\4_Simulazioni Clusters (A1+A2+A3)\4a_Sim.Clusters A1+A2+A3 (Sd
A breve)\4b_Sim. A1+A2+A3_(15_pr.En&Pz)\4b_b_DRPG_LITIO (New 15min pr.En&Pz)\DRPG_LITIO>day Ahead.py
96
Optimal
The Min Value = -2.3216983890961274e-12
```

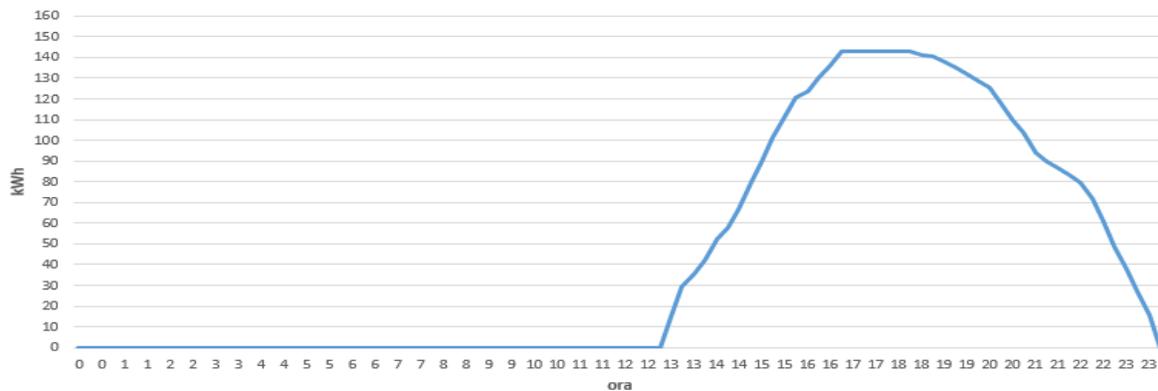



FIGURA 53 - SOC DI COMUNITÀ REALTIVO AI CLUSTER A1+A2+A3

E' possibile notare invece notare in FIGURA 54 il contributo dei singoli stati di carica per ogni sistema di accumulo degli utenti dei clusters. Da questa simulazione si evince come nella stessa giornata ci sia sempre una tendenza ad accumulare poiché il costo dell'energia acquistata da rete risulta abbastanza elevato e pertanto vi è una tendenza a saturare di più la capacità massima degli accumuli e dell'equivalente storage di comunità che raggiunge 143 kWh di 164 kWh, l'energia accumulata viene poi scaricata interamente fino all'ultimo intervallo di tempo possibile.

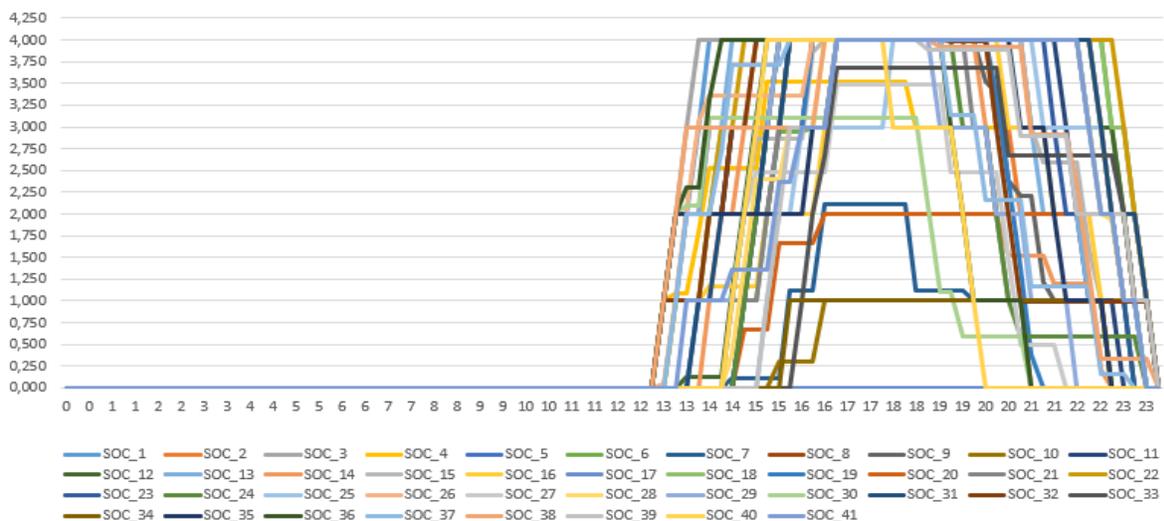


FIGURA 54 - SINGOLI SOC DEGLI UTENTI RELATIVI AI CLUSTER A1+A2+A3

Analogamente è possibile notare in FIGURA 55 il valore di charging effettuato dall'aggregato ed in FIGURA 56 il valore di charging dei singoli sistemi di accumulo abbinati ad ogni utente.

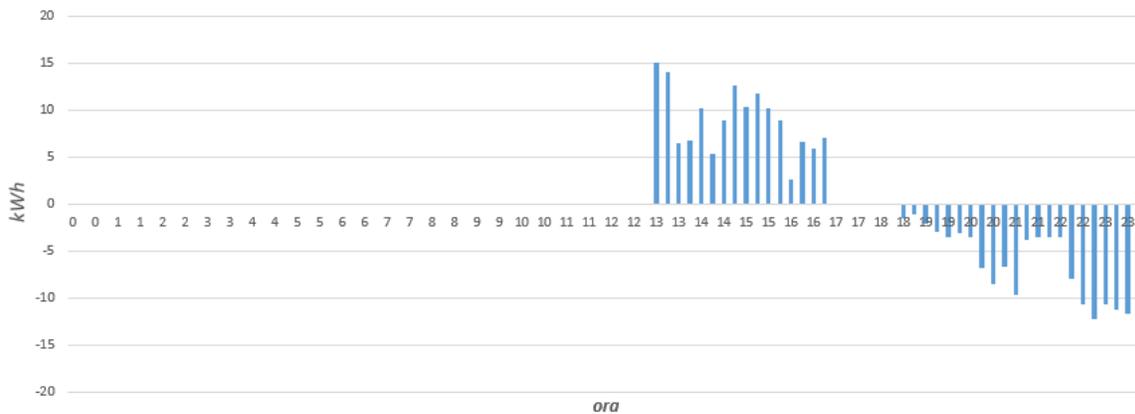


FIGURA 55 - ‘CHARGING’ DI COMUNITÀ REALTIVO AI CLUSTER A1+A2+A3

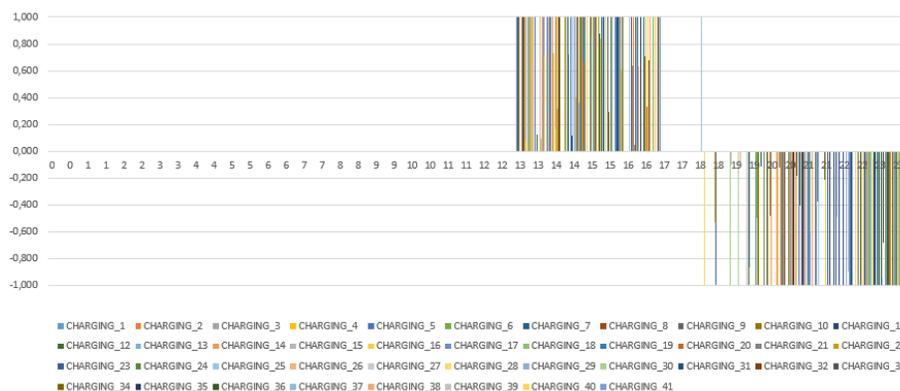


FIGURA 56 - ‘CHARGING’ REALTIVO AI SINGOLI SISTEMI DI ACCUMULO NEI CLUSTERS A1+A2+A3

Se si va a valutare anche in questo caso il carico aggregato complessivo della comunità è possibile notare come nelle ore centrali del giorno si ha nel profilo ottimizzato un assorbimento maggiore dovuto alla ricarica di tutti gli storages distribuiti per poi scaricare non appena si viene a ridurre gradualmente il contributo dell’energia prodotta da fotovoltaico. Questo risultato è determinato dalla funzione obiettivo che determina il costo totale anche in relazione ai prezzi indicati.

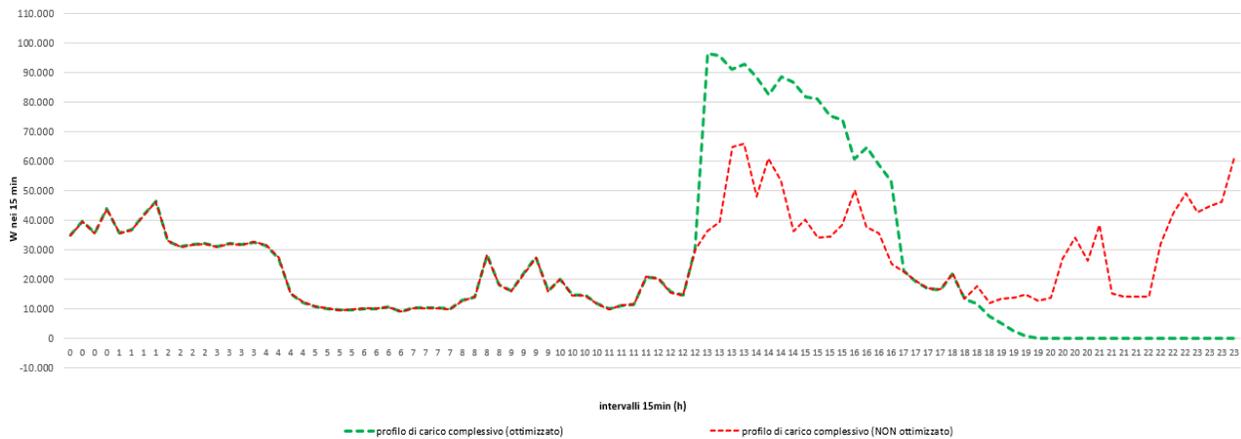


FIGURA 57 - PROFILO DI CARICO COMPLESSIVO OTTIMIZZATO E NON OTTIMIZZATO

A questo punto, come mostrato in FIGURA 34, con i nuovi profili di carica/scarica degli accumuli si è andati ad effettuare una nuova analisi di load flow per verificare il numero di criticità presenti nel giorno critico sia per la variazione di tensione ai nodi che per lo sfruttamento in corrente dei rami. La rappresentazione per la variazione di tensione ai nodi è rappresentata di seguito:

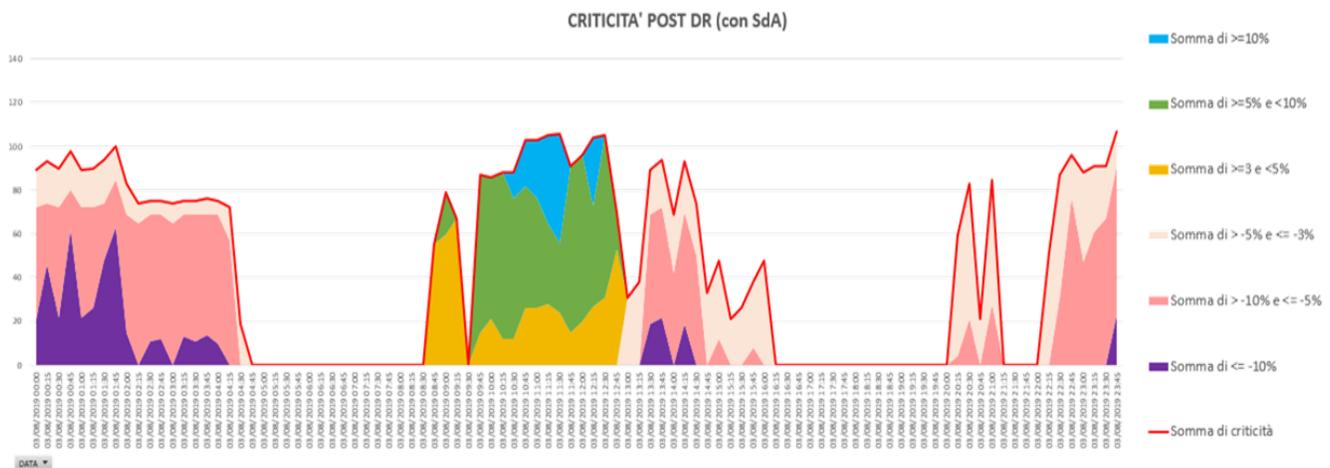


FIGURA 58 - ANALISI DELLE CRITICITA' DELLA RETE CON IMPIANTI FV+SdA

In questo scenario l’analisi dei risultati la variazione di tensione ai nodi ha mostrato n. 4.510 criticità su tutta la rete di distribuzione.

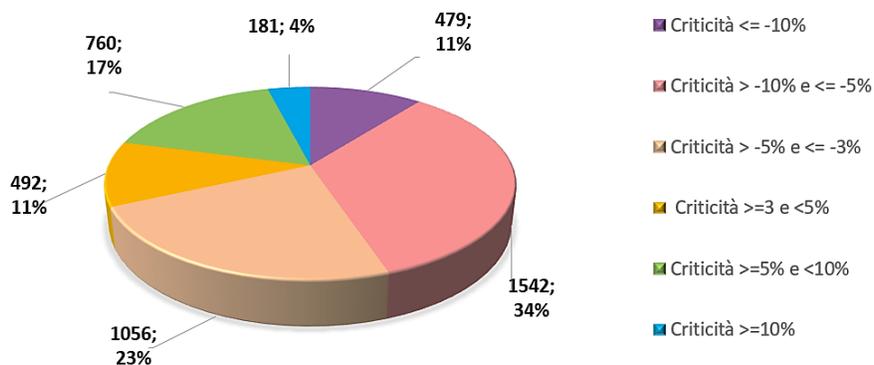


FIGURA 59 - RIPARTIZIONE DELLE CRITICITA' POST DR NELLO SCENARIO FV+SDA (GIORNO 03.08.2019)

Rispetto allo scenario iniziale si sono ridotte le situazioni critiche (da 864 a 479) le situazioni di allerta (da 1383 a 1542) quelle di attenzione (da 678 a 1056). Per quanto riguarda le variazioni di tensione positive vi è stato un generale miglioramento delle situazioni critiche (da 230 a 181) le situazioni di allerta (da 805 a 760) quelle di attenzione (da 750 a 492) confermando l'effetto benefico del sistema di accumulo.

4.4 SCENARIO 3 POST-DR (generatori FV, SdA di BP e servizi MSD)

Dall'analisi condotta sui risultati dei load flow della rete 'Fumagalli' a valle della trasformazione degli utenti finali con l'introduzione di generatori FV e SdA con profili ottimizzati sono emerse due aree con maggiori criticità. A questo punto grazie alla flessibilità dei SdA presenti e alla capacità di impartire un servizio di flessibilità tramite il modello di ottimizzazione OFIS-DA + DRPG si è deciso di ridurre le situazioni peggiori rappresentate dalle soglie critiche con variazione di tensione maggiore del 10% in valore assoluto.

In particolare una prima criticità è rappresentata dalla riduzione del valore di tensione nelle prime ore della giornata che corrispondono alle ore notturne 00:00-2:15 in corrispondenza del quale vi è presenza di carico e assenza di generazione rinnovabile. La seconda criticità invece è legata all'innalzamento del valore di tensione nelle ore mattutine 10:00-12:30 a causa di una produzione di energia rinnovabile molto consistente che viene immessa in rete.

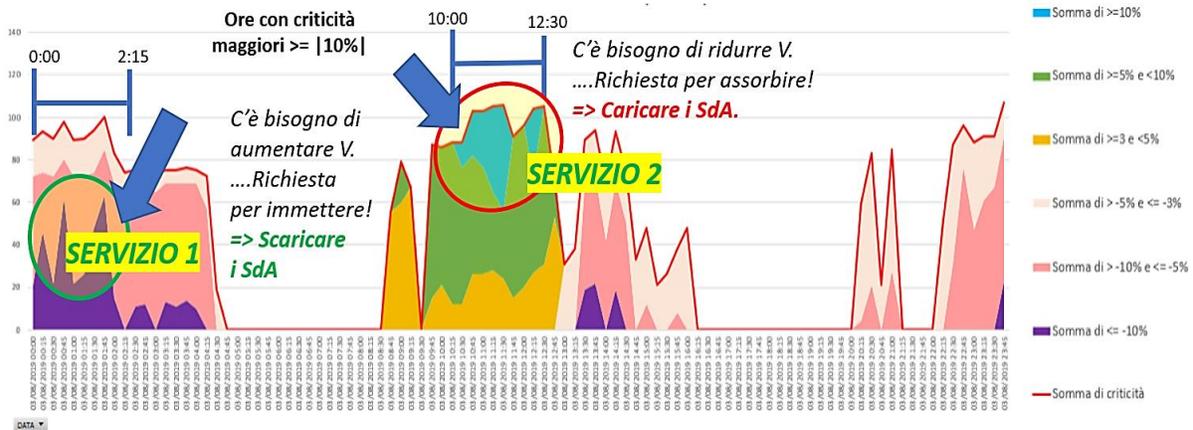


FIGURA 60 - SERVIZI DI REGOLAZIONE CON MSD

A questo punto si decide di far in modo che oltre all’ottimizzazione economica che determina la schedulazione dei SdA, si va a destinare una quota percentuale dell’accumulo di breve periodo alla fornitura dei servizi di regolazione alla rete. Per ogni accumulo di BP la quota percentuale da dedicare ai servizi è pari al 25% della capacità massima.

Consideriamo per semplicità il caso di un utente tipo che partecipa alla fornitura dei servizi di regolazione di rete, essendo la capacità del singolo accumulo a litio di 4kWh , si destina 1kWh ai servizi e il rimanente all’ottimizzazione intra comunità:

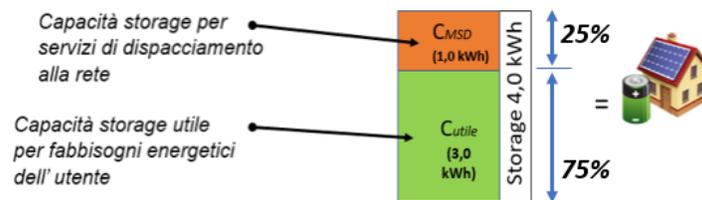


FIGURA 61 - PROFILO DI CARICO COMPLESSIVO OTTIMIZZATO E NON OTTIMIZZATO

Il modello OFIS-DA con introduzione dei servizi tipo MSD permette di erogare dei servizi tramite l’ausilio degli storage distribuiti per ogni intervallo di tempo. I servizi erogabili sono di due tipologie, a salire e a scendere ed in linea generale le offerte tendono a rappresentare la disponibilità dell’operatore ad aumentare la propria produzione (o analogamente ridurre i carico) nelle offerte a SALIRE, oppure viceversa a ridurre la propria produzione (o aumentare il carico) nelle offerte a SCENDERE.

Nella rappresentazione del modello con MSD l’esecuzione dei servizi è attuata mediante le variabili rappresentative della capacità regolante CREG, suddivise in due tipi:

- **CREG_PLUS**: corrisponde all’offerta a SALIRE ed è un’azione che riesce ad incrementare l’energia immessa dallo storage, analogamente può effettuare un distacco/riduzione del carico da rete;

- **CREG_MINUS**: corrisponde all'offerta a SCENDERE ed è un'azione che riesce ad incrementare l'energia assorbita dallo storage. Analogamente può effettuare un aumento del carico da rete (o riducendo l'immissione);

Dato un profilo di carica e scarica dell'accumulo definito in pianificazione si impone in alcune ore definite a priori della giornata una ulteriore variazione che rappresenta l'esecuzione (sempre in pianificazione) del servizio a mercato che l'aggregazione dovrà rispettare. Il test presuppone di verificare il buon esito dei servizi a salire e a scendere in diverse fasce della giornata al fine di validare il modello di ripartizione della carica e scarica dei SdA

4.4.1 Servizio di regolazione A SALIRE

Il primo servizio di regolazione (S1) riguarda la scarica dei sistemi di accumulo di BP dalle ore 0:00 alle 2:15 al fine di ridurre le criticità legate al decremento della tensione. Si deve offrire pertanto un servizio di tipologia *CREG_PLUS* che corrisponde all'offerta a SALIRE e rappresenta un'azione che riesce ad incrementare l'energia immessa dallo storage (scarica) che analogamente si può effettuare con un distacco/riduzione del carico da rete.

Essendo concentrata l'analisi in un solo giorno ed essendo il servizio di regolazione S1 un servizio di erogazione nelle ore notturne si deve necessariamente prevedere che il SOC del sistema non sia nullo. Supponiamo che nel giorno precedente sia rimosso il vincolo di scaricare completamente l'accumulo e/o di lasciare il 25% della capacità totale degli accumuli destinandola all'erogazione dei servizi di regolazione alla rete. Poiché la capacità totale sulla rete 'Fumagalli' è pari a 164kWh, la quota destinata ai servizi di regolazione sarà pari a 41kWh che saranno disponibili come SOC iniziale nel giorno oggetto di consegna. Il servizio di regolazione viene remunerato ad un valore di 400 €/MWh. Di seguito si mostrano tra i dati di input le offerte per il servizio di regolazione S1 che viene distribuito in maniera uniforme nei 10 intervalli di tempo 00:00 → 02:15.

Il servizio di regolazione a salire (*CREG_PLUS*) in ognuno degli intervalli viene espresso sotto forma di potenza erogata in kW ed è pari a $41\text{kWh} / 10 \text{ intervalli} = 4,1 \text{ kWh} * 4 \text{ kW/kWh} = 16,40 \text{ kW}$.

DATE	Q	P	PREZZO_ACQUISTO_ENERGIA	PREZZO_VENDITA_ENERGIA	CREG_PLUS	POFF_PLUS	CREG_MINUS	POFF_MINUS
03/08/2019 00:00	34,90	0	0,2027	0,06	16,40	0,4	0	0
03/08/2019 00:15	39,58	0	0,2027	0,06	16,40	0,4	0	0
03/08/2019 00:30	35,62	0	0,2027	0,06	16,40	0,4	0	0
03/08/2019 00:45	43,85	0	0,2027	0,06	16,40	0,4	0	0
03/08/2019 01:00	35,58	0	0,2027	0,0623	16,40	0,4	0	0
03/08/2019 01:15	36,64	0	0,2027	0,0623	16,40	0,4	0	0
03/08/2019 01:30	41,59	0	0,2027	0,0623	16,40	0,4	0	0
03/08/2019 01:45	46,28	0	0,2027	0,0623	16,40	0,4	0	0
03/08/2019 02:00	32,96	0	0,2027	0,0623	16,40	0,4	0	0
03/08/2019 02:15	30,94	0	0,2027	0,0623	16,40	0,4	0	0
03/08/2019 02:30	31,68	0	0,2027	0,0623	0	0	0	0
03/08/2019 02:45	32,00	0	0,2027	0,0623	0	0	0	0

FIGURA 62 - INPUT SERVIZIO DI REGOLAZIONE S1

Come è possibile notare nella seguente FIGURA 63 i sistemi di accumulo erogano complessivamente 4,1 kWh in ciascun intervallo temporale dalle 0:00 alle 02:15 riducendo la quantità totale di carico assorbito dalla rete (imported >0) rispetto a quanto originariamente previsto.

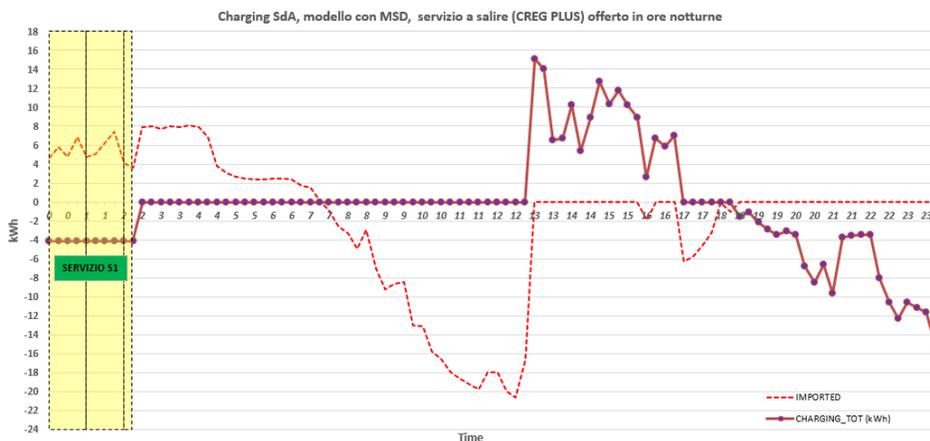


FIGURA 63 - OUTPUT DI OFIS-DA PER SERVIZIO DI REGOLAZIONE S1

E' compito del DRPG suddividere su ciascun SdA la quantità da scaricare per soddisfare il servizio S1.

4.4.2 Servizio di regolazione A SCENDERE

Il secondo servizio di regolazione (S2) riguarda la carica dei sistemi di accumulo di BP dalle ore 10:00 alle 12:30 al fine di ridurre le criticità legate all'aumento del valore di tensione. Si deve offrire pertanto un servizio CREG_MINUS che corrisponde all'offerta a SCENDERE e rappresenta un'azione che riesce ad incrementare l'energia assorbita dallo storage (accumulo). Analogamente si può effettuare un aumento del carico da rete (o riducendo l'immissione). Essendo concentrata l'analisi in un solo giorno ed essendo il servizio di regolazione S2 un servizio di assorbimento nelle ore diurne si deve avere un SOC del sistema che sia tale da ospitare la capacità regolante accettata in assorbimento. Supponiamo che, come nel

caso precedente il SOC iniziale degli accumuli sia del 25% (41kWh) pertanto è disponibile almeno un altro 25% per accumulare energia corrispondente al servizio, essendo la capacità totale sulla rete ‘Fumagalli’ è pari a 164kWh. La quota destinata ai servizi di regolazione in assorbimento sarà pari sempre al 25% (41kWh) che saranno ripartiti in maniera omogenea sugli 11 intervalli di tempo oggetto del servizio.

Il servizio di regolazione viene remunerato ad un valore di 400 €/MWh. Di seguito si mostrano tra i dati di input le offerte per il servizio di regolazione S2 che viene distribuito in maniera uniforme negli 11 intervalli di tempo 10:00 → 12:30. Il servizio di regolazione a scandere (CREG_MINUS) in ognuno degli intervalli espresso sotto forma di potenza erogata in kW è pari a $41\text{kWh} / 11 \text{ intervalli} = 3,72 \text{ kWh} * 4 \text{ kW/kWh} = 14,91 \text{ kW}$

DATE	Q	P	PREZZO_ACQUISTO_ENERGIA	PREZZO_VENDITA_ENERGIA	CREG_PLUS	POFF_PLUS	CREG_MINUS	POFF_MINUS
03/08/2019 09:00	15,93	52,602	0,2027	0,042	0	0	0	0
03/08/2019 09:15	21,59	56,246	0,2027	0,042	0	0	0	0
03/08/2019 09:30	27,41	61,376	0,2027	0,042	0	0	0	0
03/08/2019 09:45	16,00	67,909	0,2027	0,042	0	0	0	0
03/08/2019 10:00	20,05	72,652	0,2027	0,04	0	0	14,91	0,4
03/08/2019 10:15	14,57	77,611	0,2027	0,04	0	0	14,91	0,4
03/08/2019 10:30	14,52	80,813	0,2027	0,04	0	0	14,91	0,4
03/08/2019 10:45	11,72	83,54	0,2027	0,04	0	0	14,91	0,4
03/08/2019 11:00	9,93	84,281	0,2027	0,0389	0	0	14,91	0,4
03/08/2019 11:15	11,07	87,795	0,2027	0,0389	0	0	14,91	0,4
03/08/2019 11:30	11,51	90,713	0,2027	0,0389	0	0	14,91	0,4
03/08/2019 11:45	20,73	92,465	0,2027	0,0389	0	0	14,91	0,4
03/08/2019 12:00	20,31	92,128	0,2027	0,0388	0	0	14,91	0,4
03/08/2019 12:15	15,67	95,384	0,2027	0,0388	0	0	14,91	0,4
03/08/2019 12:30	14,54	97,013	0,2027	0,0388	0	0	14,91	0,4
03/08/2019 12:45	30,18	96,567	0,2027	0,0388	0	0	0	0

FIGURA 64 - INPUT SERVIZIO DI REGOLAZIONE S2

Come è possibile notare nella seguente FIGURA 65 i sistemi di accumulo accumulano complessivamente 3,72 kWh in ciascun intervallo temporale dalle 10:00 alle 12:30 riducendo la quantità totale di immissione in rete (imported < 0) rispetto a quanto originariamente previsto.

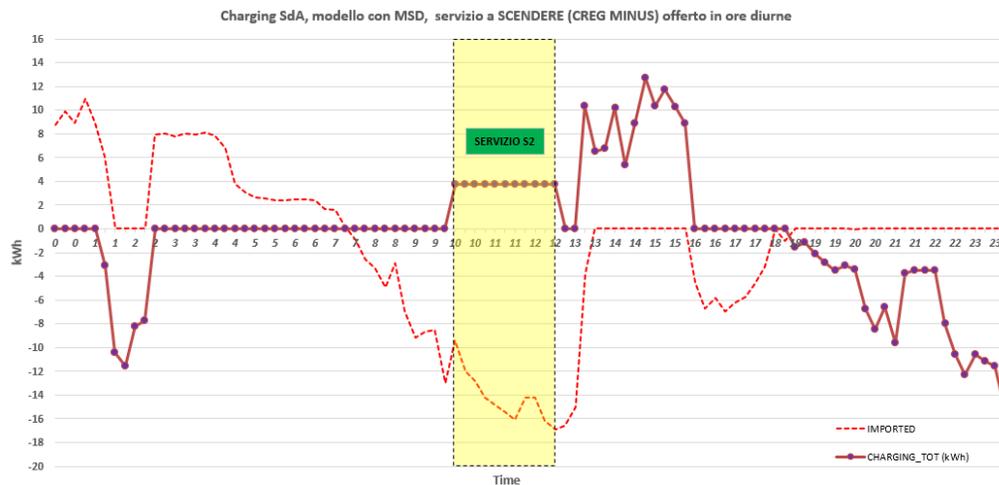


FIGURA 65 - OUTPUT DI OFIS-DA PER SERVIZIO DI REGOLAZIONE S2

E’ compito del DRPG suddividere su ciascun SdA la quantità da caricare per soddisfare il servizio S2.

4.4.3 Erogazione Servizi S1+S2 su rete ‘Fumagalli’

Mostrati le due tipologie di servizio, l’obiettivo del terzo scenario è quello di valutare il numero di controllando la carica e la scarica dei SdA negli intervalli di tempo desiderato.

In questo caso specifico, i servizi si erogano entrambi, scaricando i sistemi di accumulo di BP dalle ore 0:00 alle 2:15 al fine di ridurre le criticità legate al decremento dalla tensione e nella stessa giornata si caricano i sistemi di accumulo di BP dalle ore 10:00 alle 12:30 al fine di ridurre le criticità legate all’aumento del valore di tensione. Si deve offrire nella stessa giornata un servizio CREG PLUS e CREG MINUS sulla rete mostrata. Il SOC iniziale degli accumuli parte con il 25% (41kWh) di disponibilità per adempiere al servizio S1 mentre è disponibile il 25% di capacità per accumulare energia corrispondente al servizio S2, essendo la capacità totale sulla rete ‘Fumagalli’ è pari a 164kWh. Avendo attribuito il prezzo pari a 400 €/MWh al servizio di regolazione, i dati di input per le offerte corrispondenti ai servizi di regolazione S1 e S2 sono quelli mostrati in FIGURA 62 e FIGURA 64 e vengono inseriti insieme in corrispondenza degli intervalli di consegna. In questo caso si dovranno erogare 4,1 kWh costanti per S1 e accumulare 3,7 kWh costanti per S2.

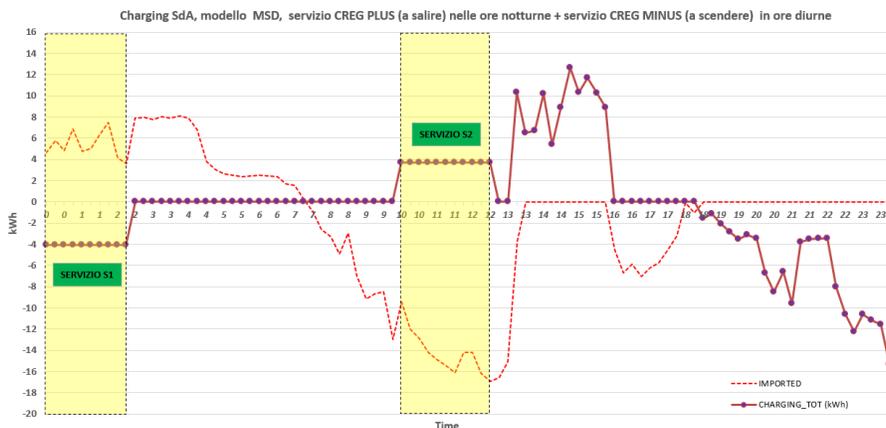


FIGURA 66 - OUTPUT DI OFIS-DA PER SERVIZIO DI REGOLAZIONE S1+S2

Attraverso il modello di ripartizione DRPG si è proceduto alla suddivisione dei contributi per ciascun SdA dell’utente partecipante all’aggregazione nei clusters A1, A2 e A3.

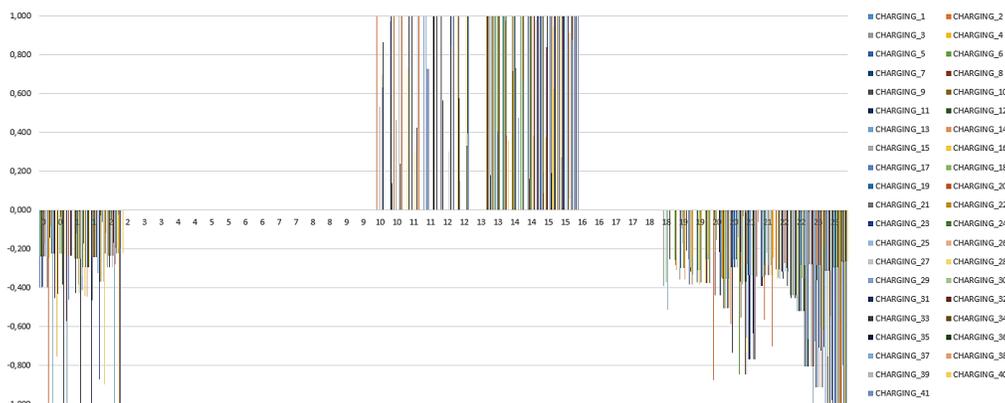


FIGURA 67 - 'CHARGING' DEI SINGOLI SISTEMI DI ACCUMULO NEI CLUSTERS A1+A2+A3 PER FORNIRE S1 E S2

Come è possibile notare in FIGURA 68 il Servizio S1 ha permesso di ridurre il numero di criticità con variazione di tensione < -10% (area viola molto ridotta) mentre il servizio S2 ha permesso di eliminare completamente le criticità con variazione di tensione > +10% (scompaiono le aree celesti) .

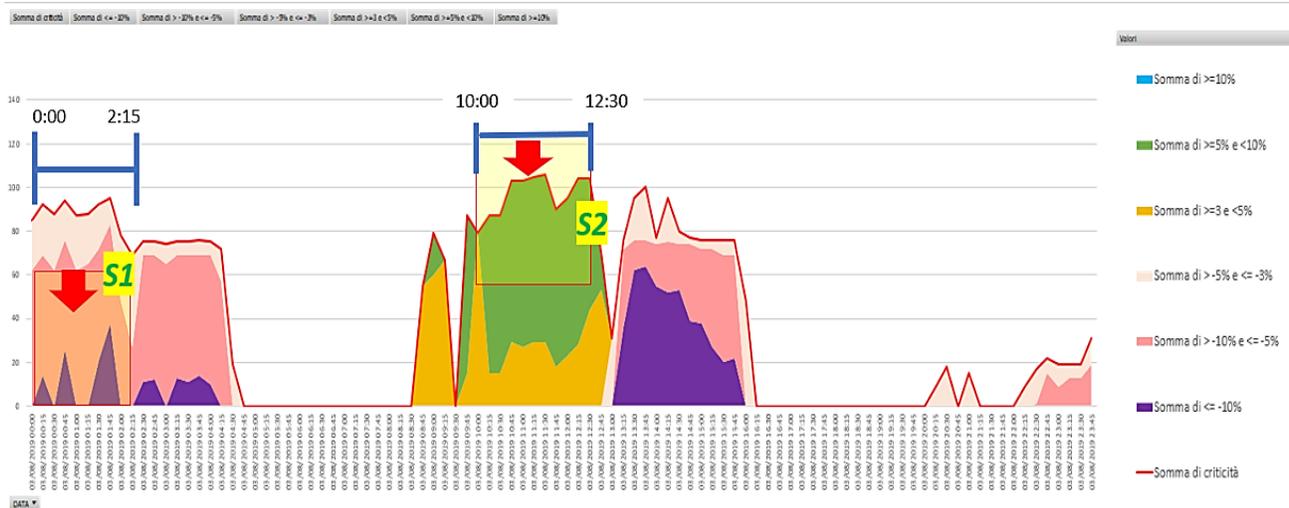


FIGURA 68 - ANALISI DELLE CRITICITA' DELLA RETE, SCENARIO IMPIANTI FV+SDA+ SERVIZI MSD

Sebbene il supporto dei servizi determinano un generale miglioramento ed eliminazione delle criticità più gravi, in alcuni orari c'è un lieve aumento delle criticità poiché andrebbero regolati opportunamente i servizi da erogare.

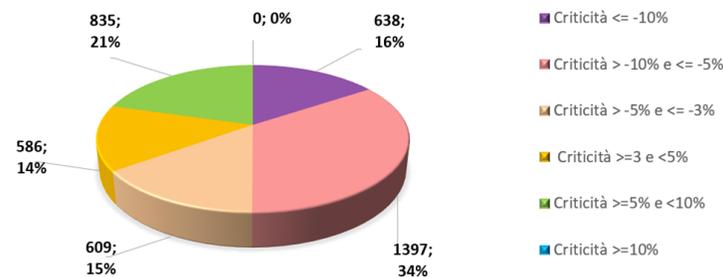


FIGURA 69 - RIPARTIZIONE DELLE CRITICITA' POST DR NELLO SCENARIO FV+SDA+MSD (GIORNO 03.08.2019)

Rispetto allo scenario senza servizi, le variazioni di tensione negative che superano la soglia di allerta si sono ridotte (da 1542 a 1397), si sono ridotte sensibilmente quelle di attenzione (da 1056 a 609) sono leggermente aumentate ma pochè distribuite in maniera diversa quelle critiche.

Per quanto riguarda le variazioni di tensione positive vi è stato un netto miglioramento delle situazioni critiche che sono sparite (da 181 a 0) mentre sono leggermente aumentate le situazioni di allerta (da 760 a 835) e quelle di attenzione (da 492 a 586).

4.5 CONCLUSIONI

In ognuno dei tre scenari riprodotti, il modello OFIS-DA e DRPG ha determinato i profili di scambio complessivi ed i singoli profili di carica/scarica per ciascun SdA dell'unte, con questi profili si sono avviati load flow della rete che hanno restituito soddisfacenti risultati.

Per quanto riguarda le problematiche della rete, come è possibile notare nelle seguenti FIGURA 70 e FIGURA 71 ci si è resi conto come il problema principale non era legato allo sfruttamento in corrente dei rami quanto alla variazione di tensione dei numerosi nodi presenti sulla rete. L'applicazione della flessibilità offerta dai SdA ha comportato una sensibile e progressiva riduzione del numero di criticità.

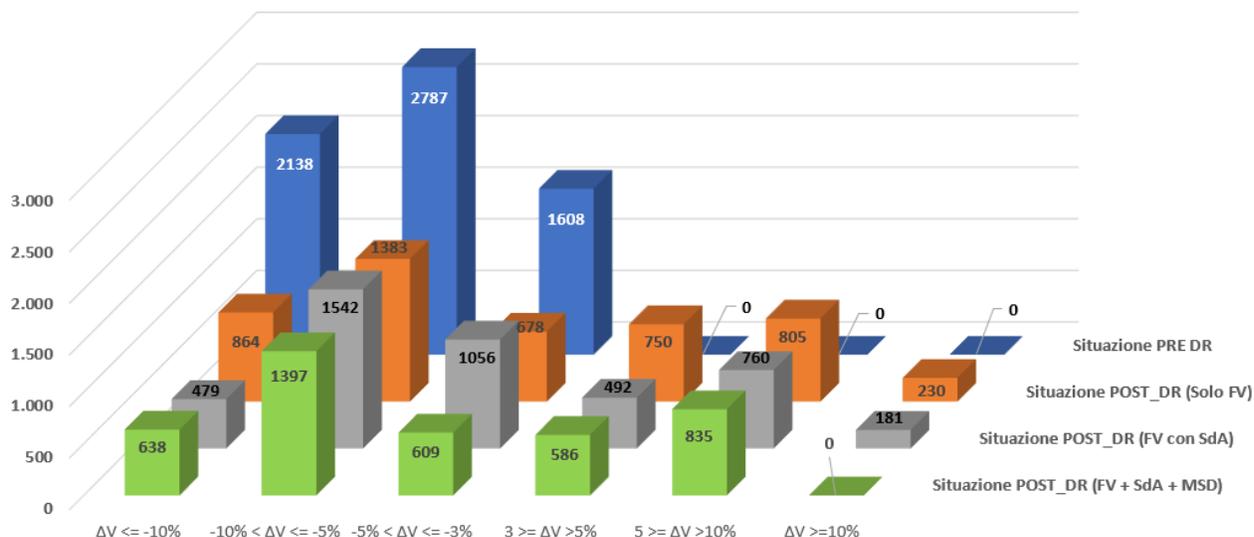


FIGURA 70 - RISULTATI CRITICITA' VARIAZIONE DI TENSIONE AI NODI PER SCENARIO DI RIFERIMENTO

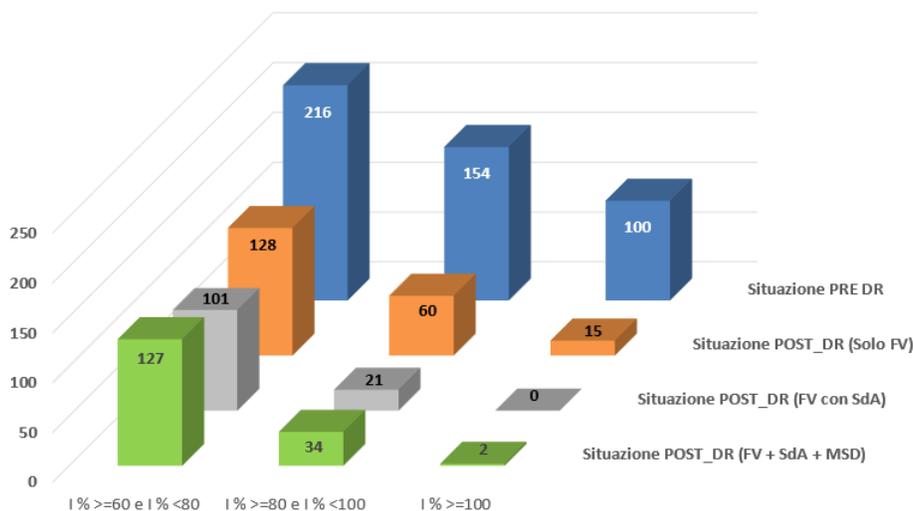


FIGURA 71 - RISULTATI CRITICITA' SFRUTTAMENTO IN CORRENTE DEI RAMI PER SCENARIO DI RIFERIMENTO

In particolare le TABELLA 5 mostra come cambiano numericamente le criticità relative alla variazione di tensione ai nodi al variare dallo scenario di riferimento:

TABELLA 5 - NUMERO CRITICITÀ PER VARIAZIONE DI TENSIONE AI NODI

	Criticità (C)						TOT
	$C < -10\%$	$-10\% < C \leq -5\%$	$-5\% < C \leq -3\%$	$3 \leq C < 5$	$5 \leq C < 10$	$C \geq -10\%$	
Situazione pre intervento	2133	2787	1608	0	0	0	6533
Inserimento FV	864	1383	678	750	805	230	4710
Inserimento FV+SdA	479	1542	1056	492	760	181	4510
Inserimento FV+SdA+S1	720	1491	673	673	492	760	4317
Inserimento FV+SdA+S2	714	1217	629	586	835	0	3981
Inserimento FV+SdA+S1+S2	638	1397	609	586	835	0	4065

La successiva TABELLA 5 mostra come cambiano le criticità relative allo sfruttamento in corrente dei rami al variare dallo scenario di riferimento:

TABELLA 6 - NUMERO CRITICITÀ PER SFRUTTAMENTO IN CORRENTE DEI RAMI

	Criticità (C)			TOT
	$60\% \leq C < 80\%$	$80\% \leq C < 100\%$	$C \geq 100\%$	
Situazione pre intervento	216	154	100	470
Inserimento FV	128	60	15	203
Inserimento FV+SdA	101	21	0	122
Inserimento FV+SdA+S1	129	51	2	182
Inserimento FV+SdA+S2	137	43	2	182
Inserimento FV+SdA+S1+S2	127	34	2	163

Come è possibile notare dal numero di criticità per ogni scenario è possibile ridurre progressivamente il loro numero ma vi è bisogno di un'opportuna regolazione affinché si ottenga un valore desiderato. Le simulazioni sono state condotte offrendo un servizio di regolazione caricando o scaricando in maniera uniforme tutta la capacità disponibile in ogni intervallo di tempo ma risultati completamente diversi e migliorativi si possono ottenere concentrando e distribuendo diversamente la capacità disponibile nei diversi intervalli di tempo.

Sicuramente un elemento aggiuntivo che è possibile utilizzare, sono i sistemi di storage alternativi a quelli di breve periodo come i SdA di Lungo Periodo (LP). I SdA LP che consentono di accumulare/erogare energia su orizzonti temporali lunghi rispetto a quelli BP che si caricano-scaricano molto velocemente.

Il modello OFIS-DA è stato implementato e testato e consente di avere affianco all'accumulo di BP un altro accumulo di tipologia LP, appunto di stagionale che lavora parallelamente. Generalmente il SdA LP è di tipo centralizzato e di maggiori dimensioni. In questo caso nei parametri del modello si definisce anche un parametro di capacità massima, la quantità di energia massima da caricare-scaricare da questa tipologia di accumulo nell'intervallo di tempo ed un parametro di particolare importanza che è il 'Percentage_SEASONAL' che indica la % dell'energia rispetto alla capacità massima da considerare per l'accumulo stagionale, ad esempio 15%.

In questi casi la pianificazione tende ad immettere meno energia al di fuori del perimetro dovendo lavorare non solo con il SdA di BP ma anche con quello di LP come mostrato in figura di seguito.

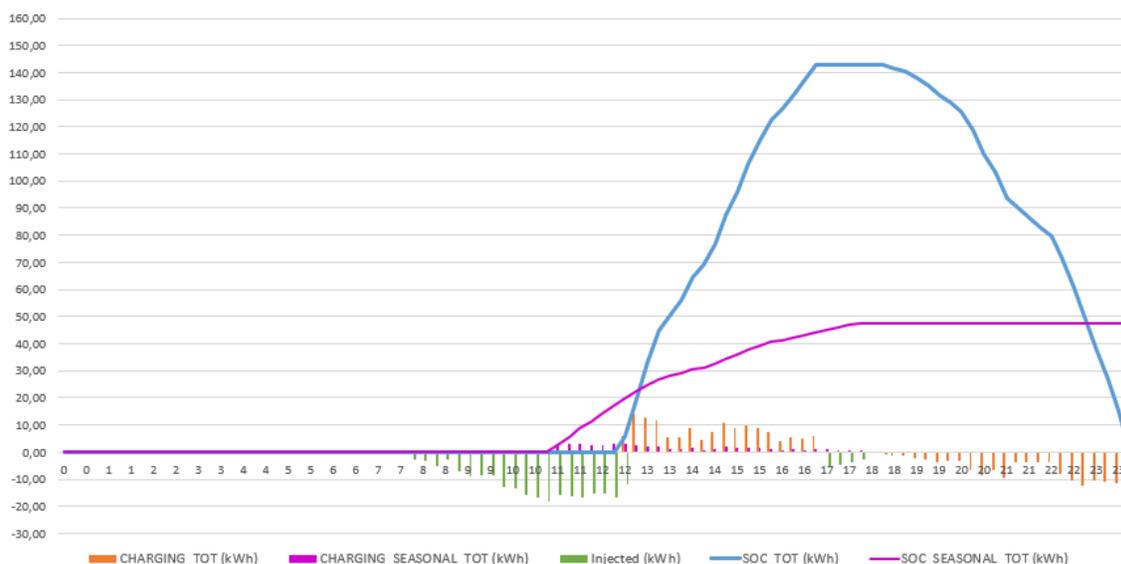


FIGURA 72 - OUTPUT MODELLO OFIS-DA BP+LP (charging/discharging SdA BP ed LP + SOC SdA BP e LP)

Con questa soluzione a complessità molto maggiore però andrebbero valutati anche i costi, infatti una valutazione costi benefici dei servizi di regolazione offerti da SdA BP o BP+LP deve essere rapportata attentamente alla costruzione di nuove linee elettriche facendo un'attenta analisi costi benefici.

Altro punto di attenzione è sicuramente quello di capire quali volumi esatti di energia che è necessario caricare o scaricare affinché si possano ottenere determinati valori di performances desiderati.

Affinché si possa fare ciò le simulazioni devono essere legate a degli opportuni indicatori di performances che sono stati oggetto di AR 6.1.

Sulla base di ulteriori simulazioni che considerano anche degli indicatori di performances come quelli sviluppati in AR6.1 si dovrebbe scegliere la migliore configurazione e strategia di DR.

5. APPENDICE: MODELLI E ALGORITMI SVILUPPATI DAI PARTNER

Si mostrano di seguito il riepilogo dei singoli modelli sviluppati dai singoli partner coinvolti nella definizione delle strategie di DR in AR 5.2.

5.1 Modello di gestione BP + LP + MSD

Rappresentazione del modello matematico di gestione con accumulo di breve e lungo periodo e partecipazione al mercato dei servizi ancillari MSD:

DATI

N - numero di sistemi di accumulo;

M - numero di sistemi di accumulo stagionali;

P_i - profilo aggregato di produzione $i=1,2 \dots 24$;

Q_i - profilo aggregato di consumo $i=1,2 \dots 24$;

$D_i = (P_i - Q_i)$ $i=1,2 \dots 24$ Rappresenta la differenza tra profilo aggregato di produzione e profilo aggregato di carico, quindi il profilo di scambio all'esterno dell'aggregazione in assenza di sistemi di accumulo;

SOC^j - indica lo stato di carica iniziale medio della tipologia di sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$;

SOC^m_j - stato di carica minimo del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$;

SOC^M_j - stato di carica massimo del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$;

PUN_i - prezzo di acquisto energia sul mercato all'ora i ;

PZ_i - prezzo di vendita energia sul mercato all'ora i ;

Y_m - valore minimo della frazione di energia in eccesso da conservare;

Y_M - valore massimo della frazione di energia in eccesso da conservare;

Z_m - valore minimo della frazione di energia in difetto da coprire (diverso da uno se Y_m è pari ad uno);

Z_M - valore massimo della frazione di energia in difetto da coprire (diverso da uno se Z_M è pari ad uno);

PAP - prezzo di acquisto energia medio previsto all'interno dell'aggregazione nella programmazione di lungo periodo;

PVP - prezzo di vendita energia medio previsto all'interno dell'aggregazione nella programmazione di lungo periodo;

$CREG_{i,m}^p$ - Capacità regolante minima da offrire in MSD all'ora i per le offerte a salire;

$CREG_{i,M}^p$ - Capacità regolante massima da offrire in MSD all'ora i per le offerte a salire;
 $CREG_{i,m}^m$ - Capacità regolante minima da offrire in MSD all'ora i per le offerte a scendere;
 $CREG_{i,M}^m$ - Capacità regolante massima da offrire in MSD all'ora i per le offerte a scendere;
 $POFF_{i,m}^p$ - prezzo minimo da offrire per le offerte a salire in MSD all'ora i ;
 $POFF_{i,M}^p$ - prezzo massimo da offrire per le offerte a salire in MSD all'ora i ;
 $POFF_{i,m}^m$ - prezzo minimo da offrire per le offerte a scendere in MSD all'ora i ;
 $POFF_{i,M}^m$ - prezzo massimo da offrire per le offerte a scendere in MSD all'ora i .

VARIABILI

SOC_i^j - stato di carica all'ora i della tipologia di sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$ e $i=1,2 \dots 24$;
 a_i^j - indica un coefficiente di ripartizione che rappresenta la quota parte del generazione in eccesso che deve essere accumulata / o del carico in difetto che deve essere soddisfatto all'ora i tramite la tipologia di sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$ con $i=1,2 \dots 24$;
 b_i^j - coefficiente di ripartizione capacità regolante all'ora i del sistema di accumulo j con $j=1,2 \dots N+M$ e $i=1,2 \dots 24$;
 Y - frazione di energia in eccesso da conservare negli accumuli stagionali (Z - frazione di energia in difetto da soddisfare da accumulo stagionale);
 $CREG_i^p$ - offerta di capacità regolante a salire in MSD all'ora i , con $i=1,2 \dots 24$;
 $CREG_i^m$ - offerta di capacità regolante a scendere in MSD all'ora i , con $i=1,2 \dots 24$;
 $POFF_i^p$ - prezzo da offrire per la capacità regolante a salire in MSD all'ora i , con $i=1,2 \dots 24$;
 $POFF_i^m$ - prezzo da offrire per la capacità regolante a scendere in MSD all'ora i , con $i=1,2 \dots 24$;

VINCOLI

$E_i = Y * D_i$ se $D_i > 0$ $i=1,2..24$, quota di energia in eccesso da conservare in accumulo stagionale;
 $(E_i = Z * D_i$ se $D_i < 0$ $i=1,2..24)$, quota di energia in difetto da prelevare dall' accumulo stagionale;
 $S_i = (1-Y)*D_i$ se $D_i > 0$ $i=1,2..24$, quota di energia oraria in eccesso da conservare nel breve periodo;
 $S_i = (1-Z)*D_i$ se $D_i < 0$ $i=1,2..24$, quota di energia oraria in difetto da coprire nel breve periodo
 $SOC_i^j = SOC_{i-1}^j + a_i^j D_i + b_i^j CREG_i$ con $i=1,2 \dots 24$ $j=1,2 \dots N$ (stato del sistema di accumulo j all'ora i) ;
 $SOC_m^j \leq SOC_i^j \leq SOC_M^j$, stato di carica che deve essere compreso tra il minimo e massimo consentito;
 $\sum_{j=1}^N a_i^j \leq 1$ con $i=1,2 \dots 24$ (frazione di energia che viene conservata/prelevata dal sistema di accumulo di breve periodo) ;
 $SOC_i^j = SOC_{i-1}^j + a_i^j E_i + b_i^j CREG_i$ con $i=1,2 \dots 24$ $j=N+1, \dots N+M$ (stato di carica del sistema di accumulo stagionale j all'ora i);

$SOC_m^j \leq SOC_i^j \leq SOC_M^j$ (stato di carica del sistema di accumulo j che deve essere contenuto in una soglia minima e massima);

$P^j \leq P_{Max}^j$ (potenza aggregata in immissione o prelievo inferiore al valore di potenza massimo);

$\sum_{j=N+1}^{N+M} a_i^j = 1$ con $i=1,2 \dots 24$ (frazione di energia che viene conservata/prelevata dal sistema di accumulo stagionale);

$\sum_{j=1}^{N+M} b_i^j = 1$ con $i=1,2 \dots 24$ (frazione di energia che viene conservata/prelevata dal sistema di accumulo stagionale);

$C_{REG_m} \leq C_{REG_i} \leq C_{REG_M}$, valore di capacità regolante all'ora i deve essere compreso nella soglia minima e massima da offrire

$POFF_m \leq POFF_i \leq POFF_M$, valore di prezzo dell'offerta di capacità regolante all'ora i deve essere compreso nella soglia minima e massima di prezzo previsto

$C_i = (1 - \sum_{j=1}^N a_i^j) D_i - E_i$ con $i=1,2 \dots 24$ (quantità di energia residua da vendere/acquistare sul mercato)

FUNZIONE OBIETTIVO:

$$\min \sum_{i=1}^{24} \left((PUN_i * C_i^p - PZ * C_i^m) + (S_i^{ecc j} Cch^j + S_i^{dif j} Cdis^j) - (PAP * E_i^{pj}) + (PVP * E_i^{mj}) - (POFF_i^p * CREG_i^p) - (POFF_i^m * CREG_i^m) \right) \quad (3.1.6)$$

con

$\tau_i - PZ_i$ se $C_i > 0$ energia residua da vendere sul mercato (C_i^p).

$\tau_i - PUN_i$ se $C_i < 0$ energia residua da acquistare sul mercato (C_i^m).

$S_i^{ecc j}$ - energia in eccesso da conservare all'ora i dall'accumulo j e Cch^j la relativa funzione di costo associata alla carica della tecnologia j.

$S_i^{dif j}$ - energia in difetto da prelevare all'ora i dall'accumulo j e $Cdis^j$ la relativa funzione di costo associata alla scarica della tecnologia j.

$L_i - PAP$ se $E_i > 0$ energia in eccesso da conservare all'ora i dall'accumulo di lungo periodo j (E_i^{pj}).

$L_i - PVP$ se $E_i < 0$ energia in difetto da erogare all'ora i dall'accumulo di lungo periodo j (E_i^{mj}).

$POFF_i^p$ - prezzo delle offerte di capacità regolante a salire $CREG_i^p$ all'ora i.

$POFF_i^m$ - prezzo delle offerte di capacità regolante a scendere $CREG_i^m$ all'ora i.

5.2 Modello per la ripartizione dell'accumulo elettrochimico (GREENENERGY)

VARIABILI

Pg^t - Potenza scambiata con la rete nell'ora t ;

Pl^t - Potenza dovuta al carico nell'ora t ;

Ppv^t - Potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico nell'ora t ;

Pst^t - Potenza scambiata con il sistema d'accumulo j -esimo nell'ora t ;

Est^t - energia accumulata nel sistema d'accumulo all'ora t ;

SOC_0 - state of charge iniziale del sistema d'accumulo j -esimo;

SOC_m, SOC_M - state of charge minimo e massimo del sistema d'accumulo j -esimo;

PS_{MAX}, PS_{MIN} - potenza massima e minima del sistema d'accumulo j -esimo;

s_j^t - coefficiente di ripartizione dell'energia prodotta/consumata all'ora t del sistema di accumulo elettrochimico j -esimo con $j=1,2 \dots n$;

Agg^t - è la quantità di energia che l'aggregatore invia (Modello OFIS-DA) alla classe di accumuli di tipologia elettrochimico. Per la precisione, il vettore $[a_1^1 * D_1, a_2^1 * D_2, \dots, a_{24}^1 * D_{24}]$, quantità oraria di carica o scarica da suddividere tra i diversi storage a litio (vedi descrizione modello OFIS)

VINCOLI

$$\begin{aligned}
 Ppv^t - Pl^t &= Diff^t \\
 SOC^{t+1} &= SOC^t + Ps^t * \Delta t \\
 0 &\leq s_j^t \leq 1 \\
 SOC_j^{t+1} &= SOC_j^t + s_j^t * Agg^t \\
 SOC_{m,j} &\leq SOC_j^t \leq SOC_{M,j} \\
 PS_{min,j} &\leq Ps_j^t \leq PS_{Max,j} \\
 SOC_j^{t=1} &= SOC_{j,0} \\
 \sum_{j=1}^m s_j^t &\leq 1 \\
 Sgn(Ps_j^t) &= Sgn(Diff_j^t) \\
 |s_j^t * Agg^t| &\leq |Diff_j^t| \\
 Agg_{algo}^t &= Agg^t * \sum_{j=1}^m s_j^t
 \end{aligned}$$

FUNZIONE OBIETTIVO:

$$min \sum_{t=1}^{24} (Agg^t - Agg_{algo}^t)$$

5.3 Modello per la ripartizione dell'accumulo termico (ENEA)

Di seguito si mostra una rappresentazione del modello tipico di una giornata invernale ovvero nel caso in cui è utilizzato soltanto il serbatoio di accumulo dell'acqua calda.

DATI

N - numero di sistemi di accumulo;

C_0^j - capacità iniziale del j -esimo sistema di accumulo, con $j=1,2,\dots,N$ (kWh);

C_{\min}^j - capacità minima del j -esimo sistema di accumulo (kWh);

C_{\max}^j - capacità massima del j -esimo sistema di accumulo (kWh);

\dot{Q}_{\min}^j - potenza termica minima che è possibile prelevare/trasferire dal/al j -esimo accumulo (kW) ;

\dot{Q}_{\max}^j - potenza termica massima che è possibile prelevare/trasferire dal/al j -esimo accumulo (kW);

$\dot{Q}_{\text{load},i}^j$ - carico termico associato al j -esimo accumulo e relativo all' ora i -esima (kW), con $j=1,2,\dots,N$ e con $i=1,2,\dots,24$;

$\dot{P}_{\text{HP,inv}}^j$ - potenza elettrica invernale nominale della pompa di calore connessa al j -esimo accumulo (kW);

$\dot{P}_{\text{backup}}^j$ - potenza nominale elettrica della resistenza immersa nel j -esimo accumulo (kW);

$FP_{\text{HP,min}}^j$ - minimo fattore di parzializzazione della pompa di calore al j -esimo accumulo;

α_j - efficienza del j -esimo sistema di accumulo;

β_j - perdite termiche tra la pompa di calore e il j -esimo sistema di accumulo (frazione);

γ_j - perdite termiche tra il j -esimo sistema di accumulo e la relativa utenza (frazione);

$\text{COP}_{\text{inv},i}^j$ - coefficiente di performance invernale della pompa di calore connessa al j -esimo sistema di accumulo, alla i -esima ora (per semplificare si consideri solo la dipendenza da T_{amb});

ETS_i - quantità di accumulo termico determinata dall'aggregatore nella soluzione del problema di primo livello che occorre ripartire tra i sistemi di accumulo termico della rete alla i -esima ora (kWh);

PUN_i - prezzo di acquisto dell'energia elettrica alla i -esima ora (€/kWh);

Δt - time step (1 hr).

VARIABILI DEL PROBLEMA DI OTTIMIZZAZIONE

$FP_{\text{HP},i}^j$ - fattore di parzializzazione della pompa di calore $\forall i$ e $\forall j$;

HP_i^j - switch della pompa di calore $\forall i$ e $\forall j$ (binarie);

BU_i^j - switch della resistenza di backup $\forall i$ e $\forall j$ (binarie);

VINCOLO DI BILANCIO

$$HP_i^j * \frac{\dot{P}_{HP,inv}^j * FP_{HP,i}^j}{\beta_j} * COP_{inv,i}^j * \Delta t + BU_i^j * \dot{P}_{backup}^j * \Delta t - \frac{\dot{Q}_{load,i}^j}{\gamma_j} * \Delta t - (C_i^j - \alpha_j * C_{i-1}^j) = 0, \quad \forall i \in \forall j$$

Il vincolo di bilancio permette di calcolare ad ogni ora e per ogni sistema di accumulo la variabile dipendente C_i^j in funzione delle variabili del problema di ottimizzazione $FP_{HP,i}^j$, HP_i^j e BU_i^j .

VINCOLI RELATIVI AL FUNZIONAMENTO DEI COMPONENTI

$$C_{min}^j \leq C_i^j \leq C_{max}^j, \quad \forall i \in \forall j \text{ (vincolo sulla capacità dei sistemi di accumulo)}$$

$$\dot{Q}_{min}^j \leq \frac{abs(C_i^j - \alpha_j * C_{i-1}^j)}{\Delta t} \leq \dot{Q}_{max}^j, \quad \forall i \in \forall j \text{ (vincolo sulla potenza termica scambiata)}$$

$$FP_{HP,min}^j \leq FP_{HP,i}^j \leq 1, \quad \forall i \in \forall j \text{ (i valori di } FP_{HP,min}^j (\neq 0) \text{ dipendono dalle pompe di calore)}$$

$$HP_i^j \in \{0,1\}, \quad \forall i \in \forall j$$

$$BU_i^j \in \{0,1\}, \quad \forall i \in \forall j$$

VINCOLO SULLA QUANTITÀ CHE L'AGGREGATORE PUÒ RICHIEDERE ALLA I-ESIMA ORA

$$ETS_i \leq \sum_{j=1}^N (C_{max}^j - \alpha_j * C_{i-1}^j), \quad \forall i$$

VINCOLO PER IL SODDISFACIMENTO DELLA RICHIESTA DELL'AGGREGATORE ALLA I-ESIMA ORA

$$\sum_{j=1}^N \left(HP_i^j * \frac{\dot{P}_{HP,inv}^j * FP_{HP,i}^j}{\beta_j} * COP_{inv,i}^j * \Delta t + BU_i^j * \dot{P}_{backup}^j * \Delta t - \frac{\dot{Q}_{load,i}^j}{\gamma_j} * \Delta t \right) \geq ETS_i$$

FUNZIONE OBIETTIVO

$$\min \sum_{i=1}^{24} \left(\left(\sum_{j=1}^N (HP_i^j * \dot{P}_{HP,inv}^j * FP_{HP,i}^j + BU_i^j * \dot{P}_{backup}^j) * \Delta t - \frac{ETS_i}{COP_{inv,i}^j} \right) * PUN_i \right)$$

Nella funzione obiettivo si è considerato che l'energia rinnovabile (fotovoltaica ed eolica) di comunità è a costo marginale nullo, mentre l'energia elettrica per la produzione termica in eccesso rispetto a ETS_i da parte delle pompe di calore e del sistema di backup è valorizzata al prezzo di mercato. Si noti, inoltre, che è stato utilizzato il COP della pompa di calore per trasformare ETS_i in energia elettrica. Questa assunzione presuppone che le pompe di calore siano state dimensionate in modo da praticamente

annullare l'utilizzo del backup.

Di seguito si mostra una rappresentazione del modello tipico di una giornata estiva.

DATI

N - numero di sistemi di accumulo;

C_0^j - capacità iniziale del j-esimo sistema di accumulo, con $j=1,2,\dots,N$ (kWh);

C_{\min}^j - capacità minima del j-esimo sistema di accumulo (kWh);

C_{\max}^j - capacità massima del j-esimo sistema di accumulo (kWh);

\dot{Q}_{\min}^j - potenza refrigerante minima che è possibile prelevare/trasferire dal/al j-esimo accumulo (kW) ;

\dot{Q}_{\max}^j - potenza refrigerante massima che è possibile prelevare/trasferire dal/al j-esimo accumulo (kW);

$\dot{Q}_{\text{load},i}^j$ - carico di refrigerazione associato al j-esimo accumulo e relativo all' ora i-esima (kW), con $j=1,2,\dots,N$ e con $i=1,2,\dots,24$;

$\dot{P}_{\text{HP,est}}^j$ - potenza elettrica estiva nominale della pompa di calore connessa al j-esimo accumulo (kW);

$FP_{\text{HP,min}}^j$ - minimo fattore di parzializzazione della pompa di calore al j-esimo accumulo;

α_j - efficienza del j-esimo sistema di accumulo;

β_j - perdite termiche tra la pompa di calore e il j-esimo sistema di accumulo (frazione);

γ_j - perdite termiche tra il j-esimo sistema di accumulo e la relativa utenza (frazione);

$\text{COP}_{\text{est},i}^j$ - coefficiente di performance estivo della pompa di calore connessa al j-esimo sistema di accumulo, alla i-esima ora (per semplificare si consideri solo la dipendenza da T_{amb});

ERS_i - quantità di accumulo di energia refrigerante determinata dall'aggregatore nella soluzione del problema di primo livello che occorre ripartire tra i sistemi di accumulo termico della rete alla i-esima ora (kWh);

PUN_i - prezzo di acquisto dell' energia elettrica alla i-esima ora (€/kWh);

Δt - time step (1 hr).

VARIABILI DEL PROBLEMA DI OTTIMIZZAZIONE

$FP_{\text{HP},i}^j$ - fattore di parzializzazione della pompa di calore $\forall i$ e $\forall j$;

HP_i^j - switch della pompa di calore $\forall i$ e $\forall j$ (binarie);

VINCOLO DI BILANCIO

$$HP_i^j * \frac{\dot{P}_{HP,est}^j * FP_{HP,i}^j}{\beta_j} * COP_{est,i}^j * \Delta t - \frac{\dot{Q}_{load,i}^j}{\gamma_j} * \Delta t - (C_i^j - \alpha_j * C_{i-1}^j) = 0, \quad \forall i \text{ e } \forall j$$

Il vincolo di bilancio permette di calcolare ad ogni ora e per ogni sistema di accumulo la variabile dipendente C_i^j in funzione delle variabili del problema di ottimizzazione $FP_{HP,i}^j$ e HP_i^j .

VINCOLI RELATIVI AL FUNZIONAMENTO DEI COMPONENTI

$$C_{min}^j \leq C_i^j \leq C_{max}^j, \quad \forall i \text{ e } \forall j \text{ (vincolo sulla capacità dei sistemi di accumulo)}$$

$$\dot{Q}_{min}^j \leq \frac{abs(C_i^j - \alpha_j * C_{i-1}^j)}{\Delta t} \leq \dot{Q}_{max}^j, \quad \forall i \text{ e } \forall j \text{ (vincolo sulla potenza termica scambiata)}$$

$$FP_{HP,min}^j \leq FP_{HP,i}^j \leq 1, \quad \forall i \text{ e } \forall j \text{ (i valori di } FP_{HP,min}^j \text{ (}\neq 0\text{) dipendono dalle pompe di calore)}$$

$$HP_i^j \in \{0,1\}, \quad \forall i \text{ e } \forall j$$

VINCOLO SULLA QUANTITÀ CHE L'AGGREGATORE PUÒ RICHIEDERE ALLA I-ESIMA ORA

$$ERS_i \leq \sum_{j=1}^N (C_{max}^j - \alpha_j * C_{i-1}^j), \quad \forall i$$

VINCOLO PER IL SODDISFACIMENTO DELLA RICHIESTA DELL'AGGREGATORE ALLA I-ESIMA ORA

$$\sum_{j=1}^N \left(HP_i^j * \frac{\dot{P}_{HP,est}^j * FP_{HP,i}^j}{\beta_j} * COP_{est,i}^j * \Delta t - \frac{\dot{Q}_{load,i}^j}{\gamma_j} * \Delta t \right) \geq ERS_i$$

FUNZIONE OBIETTIVO

$$\min \sum_{i=1}^{24} \left(\left(\sum_{j=1}^N HP_i^j * \dot{P}_{HP,est}^j * FP_{HP,i}^j * \Delta t - \frac{ERS_i}{COP_{est,i}^j} \right) * PUN_i \right)$$

Anche in questo caso, si è considerato che l'energia rinnovabile (fotovoltaica ed eolica) di comunità è a costo marginale nullo, mentre l'energia elettrica per la produzione di energia refrigerante in eccesso rispetto a ERS_i da parte delle pompe di calore è valorizzata al prezzo di mercato.

5.4 Modello per la DR di tipo elettrico (TEN)

VARIABILI DEL PROBLEMA DI OTTIMIZZAZIONE

$\Delta P_{DR\ l,t}$ - variazioni di energia oraria da apportare al programma di prelievo dei singoli utenti che aderiscono al servizio di DR con $l = 1, \dots, L$, che si assume positiva quando indica un aumento della potenza assorbita, negativa quando indica una diminuzione della potenza assorbita [kWh];

$\Delta P_{DR\ min\ l,t}$ - massima variazione a scendere dell'energia oraria assorbita in DR ammessa dall'utente l all'ora t [kWh];

$\Delta P_{DR\ max\ l,t}$ - massima variazione a salire dell'energia oraria assorbita in DR ammessa dall'utente l all'ora t [kWh];

$\Delta P_{GEN\ k,t}$ - variazioni di energia oraria da apportare al programma di produzione degli impianti di generazione programmabili con $k = 1, \dots, K$, che si assumono con segno positivo quando indicano un aumento della potenza erogata, negativo quando indicano una diminuzione della potenza erogata [kWh];

$\Delta P_{GEN\ min\ k,t}$ - massima variazione a scendere dell'energia oraria erogata ammessa dal generatore programmabile k all'ora t [kWh];

$\Delta P_{GEN\ max\ k,t}$ - massima variazione a salire dell'energia oraria erogata ammessa dal generatore programmabile k all'ora t [kWh];

$\Delta P_{INT\ j,t}$ - variazioni di energia oraria da apportare ai programmi di prelievo degli utenti che partecipano al servizio di interrompibilità con $j = 1, \dots, J$, che si assumono di segno negativo a indicare una diminuzione della potenza assorbita [kWh];

$\Delta P^*_{INT\ j,t}$ - variazione a scendere dell'energia oraria assorbita ammessa dal carico interrompibile j all'ora t [kWh];

PA_t - prezzo unitario di acquisto dell'energia all'interno dell'aggregazione all'ora t ;

PV_t - prezzo unitario di vendita dell'energia all'interno dell'aggregazione all'ora t ;

C_{INT} - prezzo unitario di remunerazione per il servizio di interrompibilità;

$P_{reg} = \{P_{reg\ 1}, P_{reg\ 2}, \dots, P_{reg\ t}, \dots, P_{reg\ 24}\}$ - energia che i carichi controllabili, carichi interrompibili e unità di produzione programmabili sono chiamati a produrre/assorbire in aggregazione all'ora t -esima. [kWh].

VINCOLO PER IL SODDISFACIMENTO DELLA RICHIESTA DELL'AGGREGATORE ALL'ORA t :

$$-\sum_{l=1}^L \Delta P_{DR\ l,t} + \sum_{k=1}^K \Delta P_{GEN\ k,t} - \sum_{j=1}^J \Delta P_{INT\ j,t} = P_{reg\ t} \quad t = 1, \dots, 24$$

VINCOLI RELATIVI ALLE MASSIME QUANTITÀ DI ENERGIA ASSORBITA/FORNITA DAI SERVIZI DI DEMAND RESPONSE, MODULAZIONE DELLA PRODUZIONE E INTERROMPIBILITÀ:

$$\Delta P_{DRmin\ l,t} \leq \Delta P_{DR\ l,t} \leq \Delta P_{DRmax\ l,t} \quad t = 1, \dots, 24 \quad l = 1, \dots, L$$

$$\Delta P_{GENmin\ k,t} \leq \Delta P_{GEN\ k,t} \leq \Delta P_{GENmax\ k,t} \quad t = 1, \dots, 24 \quad k = 1, \dots, K$$

$$\Delta P_{INTj,t} \in \{ 0, \Delta P^*_{INT\ j,t} \} \quad t = 1, \dots, 24 \quad j = 1, \dots, J$$

VINCOLI SUL LOAD SHIFTING:

$$\sum_{t=1}^{24} (\sum_{l=1}^L \Delta P_{DR\ l,t}) = 0$$

$$\sum_{t=1}^{24} (\sum_{k=1}^K \Delta P_{GEN\ k,t}) = 0$$

$$\sum_{t=1}^{24} (\sum_{j=1}^J \Delta P_{INTj,t}) = 0$$

FUNZIONE OBIETTIVO:

$$\min C_{tot} = \sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{l=1}^L \Delta P_{DR\ l,t} * PA_t - \sum_{k=1}^K \Delta P_{GEN\ k,t} * PV_t + \sum_{j=1}^J \Delta P_{INTj,t} * C_{INT} \right)$$

DEFINIZIONE OUTPUT

$\Delta P_{DR\ l,t}$ - variazione della quantità di energia elettrica oraria assorbita dall'utente l all'ora t mediante il DR [kWh].

$\Delta P_{GEN\ k,t}$ - variazione della quantità di energia elettrica oraria generata dal produttore k all'ora t mediante modulazione della produzione [kWh].

$\Delta P_{INTj,t}$ - diminuzione della quantità di energia elettrica oraria assorbita dall'utente j all'ora t mediante il servizio di interrompibilità [kWh].

5.5 Modello per la gestione della mobilità elettrica (UNIVPM)

Viene riportata la formulazione matematica del modello matematico di gestione accumulo mobilità elettrica per applicazioni di DR, in termini di variabili di input e output, di parametri operativi e di vincoli. Le funzionalità del modello sono state descritte nel paragrafo 3.5.2.

PARAMETRI (SETS)

I parametri del modello rappresentano i dati operativi che dovrebbero (ed in genere lo sono) essere messi a disposizione degli algoritmi di ottimizzazione per la definizione di strategie ottimali di gestione della colonnina. Questi parametri sono in genere forniti alla colonnina dal veicolo, dall'utente (tramite app) o dal costruttore:

PARAMETRI FORNITI DAL VEICOLO ELETTRICO (EV)

SOC_{arr} - SOC all'istante di messa in carica da parte dell'utente u [%]

k_{arr} - istante di tempo di messa in carica

$w_u(k)$ - Energia elettrica contenuta in batteria EV [kWh]

B_u - Capacità della Batteria dell'EV [kWh]

PARAMETRI FORNITI DALL'UTENTE

SOC_{part} - SOC richiesto alla partenza da parte dell'utente u [%]

$k_{part}/\Delta k_{part}$ - istante di tempo in cui si richiede disponibilità del EV

PARAMETRI FORNITI DA STAZIONE DI RICARICA

P_{staz} - Potenza massima di carica/scarica della stazione [kW]

P_{staz-C} - Potenza di carica della stazione [kW]

P_{staz-S} - Potenza di scarica della stazione [kW]

B_u - Capacità Batteria EV [kWh]

ALTRI PARAMETRI

k - set istanti temporali

Δk - durata passo temporale

VARIABILI

Le variabili che devono essere gestite dall'algoritmo di gestione della nano-rete e che modulano il processo di carica sono:

$p_{ch}(k)/p_{ach}(k)$ - potenze di carica/scarica istantanee per ogni istante di tempo k

$SOC(k)$ - SOC istantaneo per ogni istante di tempo k

MINSOC (SOC_{part}, P_{staz}) - SOC minima del veicolo per avere la SOC_{part} all'ora k_{part} . Come descritto nel paragrafo 3.5.2, la curva MINSOC è costruita ipotizzando di dover portare la batteria del veicolo elettrico da completamente scarica (SOC=0%) alla SOC_{part} utilizzando la potenza massima della stazione ricarica (P_{staz}).

VINCOLI

Vincoli che fissano il modello del processo di carica degli EVs.

Vincolo che rappresenta il bilancio energetico della batteria durante l'orizzonte temporale attraverso tutti gli istanti temporali K:

$$w_u(u, k) = p_{ch}(u, k - 1) * \Delta k - p_{dch}(u, k - 1) * \Delta k + w_u(u, k - 1)$$

SOC all'arrivo dell'EV all'istante k:

$$SOC(k_{arr}) = SOC_{arr}$$

SOC desiderato all'istante di ripartenza dell'EV (assoluto o relativo all'istante di arrivo):

$$SOC(k_{part}) = SOC_{part} \text{ oppure } SOC(k_{arr} + \Delta k_{part}) = SOC_{part}$$

Potenza di carica/scarica massima pari alla potenza della stazione:

$$\begin{aligned} p_{ch}(k) &\leq P_{staz} \\ p_{dch}(k) &\leq P_{staz} \end{aligned}$$

Relazione tra SOC, capacità della batteria in kWh ed energia immagazzinata in ogni istante:

$$SOC(k) = 100 * w_u(k) / B_u$$

Massima energia immagazzinata pari alla capacità della batteria:

$$w_u(k) \leq B_u$$

Durante la gestione la SOC operativa non può superare il 100% e non può scendere sotto la SOC minima impostata dall'utente

$$\text{MINSOC} < \text{SOC} (k) < 100\%$$

6. RIFERIMENTI

- [1] H. Saboori, M. Mohammadi, and R. Taghe, "Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, 2011, doi: 10.1109/APPEEC.2011.5749026.
- [2] W. Tang and H. T. Yang, "Optimal Operation and Bidding Strategy of a Virtual Power Plant Integrated with Energy Storage Systems and Elasticity Demand Response," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 79798–79809, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2922700.
- [3] F. Birol, L. Cozzi, A. Bromhead, T. Gould, and M. Baroni, *World Energy Outlook 2014*. 2014.
- [4] F. Rahimi, S. Member, and A. Ipakchi, "Smart Grid Paradigm," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 82–88, 2010, [Online]. Available: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5454394.
- [5] H. Firoozi, H. Khajeh, and H. Laaksonen, "Optimized Operation of Local Energy Community Providing Frequency Restoration Reserve," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 180558–180575, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3027710.
- [6] D. Herman, "Comparison of Storage Technologies for Distributed Resource Applications," *Tech. Updat.*, p. 88, 2003.
- [7] M. Conte, M. Di Silvestre, and G. Graditi, "Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate Report 1–," *Cesi Ric.*, 2011, [Online]. Available: http://editors.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/tecnologie-elettriche/rds-303-122-d-strategie-di-gestione-e-controllo.pdf.
- [8] Politecnico di Milano, "ENERGY STORAGE REPORT," 2016. [Online]. Available: <https://www.energystrategy.it/report/energy-storage-report.html>.
- [9] R. Lazzari, E. Micolano, and R. (Istituto), "Applicazioni dei sistemi di accumulo elettrico a supporto della rete : analisi di casi studio . Progetto di un sistema di accumulo per il controllo del profilo di immissione in rete della potenza prodotta da un campo fotovoltaico," 2012.
- [10] A. Pinnarelli, D. Menniti, N. Sorrentino, L. Mendicino, S. Mendicino, and H. R. Karimi, "Smart Management of the Production-Demand Binomial and the Active Participation of End-User through the Smart Metering Support," 2021, doi: 10.3390/designs5010022.
- [11] Gestore dei Mercati Energetici, "esiti MGP - prezzi." <https://www.mercatoelettrico.org/It/Tools/Accessodati.aspx?ReturnUrl=%2Fit%2FEsiti%2FMGP%2FTabellaEsitiMGPPrezzi.aspx> (accessed Jun. 03, 2021).
- [12] L. Brandeis, D. Sprake, Y. Vagapov, and H. Tun, "Analysis of electrical energy storage technologies for future electric grids," *Proc. 2016 IEEE North West Russ. Sect. Young Res. Electr. Electron. Eng. Conf. EIConRusNW 2016*, pp. 513–518, 2016, doi: 10.1109/EIConRusNW.2016.7448235.
- [13] H. Wolisz, H. Harb, P. Matthes, B. Lennart, R. Streblov, and D. Müller, "THE NEW ROLE OF NIGHT STORAGE HEATERS IN RESIDENTIAL DEMAND SIDE MANAGEMENT Henryk Wolisz , Hassan Harb , Peter Matthes , Lennart Böse , Rita Streblov , Dirk Müller Institute for Energy Efficient Buildings and Indoor Climate 52074 Aachen , Germany," pp. 611–616, 2013, [Online]. Available:

- http://www.ibpsa.org/proceedings/bausimPapers/2014/p1212_final.pdf.
- [14] A. Molderink, V. Bakker, M. G. C. Bosman, J. L. Hurink, and G. J. M. Smit, “Management and control of domestic smart grid technology,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 2, pp. 109–119, 2010, doi: 10.1109/TSG.2010.2055904.
- [15] T. Kondo and T. Ibamoto, “Research on thermal storage using rock wool phase-change material ceiling board,” *Ashrae Trans.*, pp. 526–531, 2006.
- [16] M. Helm, K. Hagel, W. Pfeffer, S. Hiebler, and C. Schweigler, “Solar heating and cooling system with absorption chiller and latent heat storage - A research project summary,” *Energy Procedia*, vol. 48, pp. 837–849, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.02.097.
- [17] G. F. Frate, M. Antonelli, and U. Desideri, “A novel Pumped Thermal Electricity Storage (PTES) system with thermal integration,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 121, pp. 1051–1058, 2017, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2017.04.127.
- [18] Y. M. Kim, D. G. Shin, S. Y. Lee, and D. Favrat, “Isothermal transcritical CO₂ cycles with TES (thermal energy storage) for electricity storage,” *Energy*, vol. 49, no. 1, pp. 484–501, 2013, doi: 10.1016/j.energy.2012.09.057.
- [19] N. G. Paterakis, O. Erdinç, and J. P. S. Catalão, “An overview of Demand Response: Key-elements and international experience,” 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.167.
- [20] A. M. Carreiro, H. M. Jorge, and C. H. Antunes, “Energy management systems aggregators: A literature survey,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.179.
- [21] European Commission, “DIRETTIVA (UE) 2018/2001 (REDII) DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO,” 2018. Accessed: Sep. 26, 2019. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=IT>.
- [22] J. Söderbom, “Adapting Smart Grids to Different Markets,” *IEEE POWER & ENERGY 2015-09-21 SMART GRID INVESTMENTS*, 2010. <https://dokumen.tips/documents/adapting-smart-grids-to-different-markets-ieee-power-energy-2015-09-21.html> (accessed Jun. 14, 2021).
- [23] P. Beraldi, A. Violi, G. Carrozzino, and M. E. Bruni, “A stochastic programming approach for the optimal management of aggregated distributed energy resources | Elsevier Enhanced Reader,” *Elsevier Comput. Oper. Res.*, vol. 96, pp. 200–212, 2018, Accessed: Jun. 14, 2021. [Online]. Available: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0305054817303180?token=383DB945BA4E95DA79D39FA3988C65585D9F4BC11C5FA6B6ADF0965147E0FB4F19FFE4847BECBC223BB7490FEE820877&originRegion=eu-west-1&originCreation=20210614171434>.
- [24] J. Mello, J. Villar, R. J. Bessa, M. Lopes, J. Martins, and M. Pinto, “Power-to-Peer: A blockchain P2P post-delivery bilateral local energy market,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2020-Sept, pp. 9–13, 2020, doi: 10.1109/EEM49802.2020.9221901.
- [25] E. O’Dwyer, I. Pan, S. Acha, and N. Shah, “Smart energy systems for sustainable smart cities: Current developments, trends and future directions,” *Appl. Energy*, vol. 237, no. November 2018, pp. 581–597, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.024.
- [26] M. Ehsani, M. Falahi, and S. Lotfifard, “Vehicle to grid services: Potential and applications,” *Energies*, vol. 5, no. 10, pp. 4076–4090, 2012, doi: 10.3390/en5104076.
- [27] S. Bellocchi, K. Klöckner, M. Manno, M. Noussan, and M. Vellini, “On the role of electric vehicles towards low-carbon energy systems: Italy and Germany in comparison,” *Appl. Energy*, vol. 255, no. May, p. 113848, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113848.
- [28] A. Buonomano, F. Calise, F. L. Cappiello, A. Palombo, and M. Vicidomini, “Dynamic analysis of the integration of electric vehicles in efficient buildings fed by renewables,” *Appl. Energy*, vol. 245, no. January, pp. 31–50, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.03.206.
- [29] E. G. Brown, “Demonstrating Plug-in Electric Vehicles Smart Charging and Storage Supporting the Grid California Energy Commission,” no. August, 2018, [Online]. Available: <http://smartgrid.ucla.edu>.
- [30] P. Nunes and M. C. Brito, “Displacing natural gas with electric vehicles for grid stabilization,” *Energy*, vol. 141, pp. 87–96, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.09.064.
- [31] Q. Hoarau and Y. Perez, “Interactions between electric mobility and photovoltaic generation: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 94, no. February, pp. 510–522, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.06.039.
- [32] M. McPherson, M. Ismail, D. Hoornweg, and M. Metcalfe, “Planning for variable renewable energy and electric

- vehicle integration under varying degrees of decentralization: A case study in Lusaka, Zambia,” *Energy*, vol. 151, pp. 332–346, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.03.073.
- [33] P. Lazzeroni, S. Olivero, M. Repetto, F. Stirano, and M. Vallet, “Optimal battery management for vehicle-to-home and vehicle-to-grid operations in a residential case study,” *Energy*, vol. 175, pp. 704–721, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.03.113.
- [34] Y. Zhou, S. Cao, J. L. M. Hensen, and P. D. Lund, “Energy integration and interaction between buildings and vehicles: A state-of-the-art review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 114, no. August, p. 109337, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.109337.
- [35] ARERA, “Deliberazione 352/2021/R/EEL : Progetti pilota per l’approvvigionamento di servizi ancillari locali,” 2021. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/21/352-21.htm>.
- [36] ARERA, “322/2019/R/EEL, TESTO INTEGRATO DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO,” 2019. [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/19/322-19.htm>.
- [37] C. Long, J. Wu, Y. Zhou, and N. Jenkins, “Peer-to-peer energy sharing through a two-stage aggregated battery control in a community Microgrid,” *Appl. Energy*, vol. 226, no. March, pp. 261–276, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.097.