



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

Soluzione ottimale di nanogrid

Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D4.1



Avviso	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
Codice progetto	ARS01_01259
Nome del progetto	Community Energy Storage Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud
Acronimo	ComESto
Documento	D4.1
Tipologia	Rapporto Tecnico
Data di Rilascio	05/05/2021
Obiettivo Realizzativo	OR4
Attività Realizzativa	A4.1
Soggetti Beneficiari Proponenti	UNICAL, EVOLVERE, TEN, ENEA
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Anna Pinnarelli -UNICAL Gaetano Polizzi - UNICAL Maurizio Vizza - UNICAL Giovanna Adinolfi - ENEA Alessandro Burgio - EVOLVERE Massimo Lepore - TEN
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Anna Pinnarelli - UNICAL
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

Indice

Executive Summary.....	11
1 Soluzione modulare della nanogrid	11
1.1 Stato dell'arte su Nanogrid	16
1.2 Configurazione circuitale della Nanogrid ed individuazione dei moduli	19
1.2.1 Modulo principale	20
1.2.2 Modulo di Storage a Litio	21
1.2.3 Modulo di Storage a SC	22
1.2.4 MODULO DI BATTERIA A FLUSSO	23
1.2.5 MODULO Idrogeno-Fuel cells	24
1.2.6 MODULO Idrico.....	25
1.2.7 MODULO Accumulo termico	26
1.2.8 MODULO Accumulo sotto forma di Biodiesel	27
2 Configurazioni della Nanogrid per applicazioni residenziali	28
2.1 NG1	29
2.2 NG2	29
2.3 NG3	30
2.4 NG4	30
2.5 NG5	31
2.6 NG6	31
2.7 NG7	32
2.8 NG8	33
3 Soluzioni topologiche DC/DC per sistemi di accumulo	34
3.1 Configurazioni circuitali per i sistemi di accumulo convenzionale	36
3.1.1 Configurazioni circuitali per i sistemi di interfaccia SuperCap - Nanogrid	36
3.1.2 Configurazioni circuitali per i sistemi di interfaccia Batterie a Litio - Nanogrid	39
3.1.3 Configurazioni circuitali per i sistemi di interfaccia Batterie a flusso - Nanogrid.....	40
3.2 Configurazioni circuitali per i sistemi di accumulo non convenzionale	42
3.2.1 Configurazioni circuitali per i sistemi di accumulo ELETTRORIZZATORE - PEM – Nanogrid	42
3.2.2 Configurazioni circuitali per i sistemi di interfaccia SOFC - Nanogrid	47
3.2.3 Configurazioni circuitali per i sistemi di interfaccia V2G – Nanogrid	48
3.3 Contributo all'individuazione di soluzioni topologiche DC/AC per carichi AC connessi alla Nanogrid ...	50
4 Sistema di comunicazione Nanogrid2platform.....	51
4.1 I livelli della rete di comunicazione di Comesto	52

4.2	La rete di comunicazione nelle utenze residenziali	53
4.2.1	Descrizione del contesto di lavoro	53
4.2.2	La struttura della rete di comunicazione a livello locale	54
4.2.3	Gli svantaggi della rete di comunicazione a stella	54
4.2.4	I vantaggi della rete di comunicazione a stella	54
4.3	La tecnologia per la rete di comunicazione a livello locale	54
4.3.1	Presupposti per la scelta della tecnologia: wired o wireless	54
4.3.2	Griglia di valutazione per la scelta della tecnologia: wired o wireless	55
4.3.3	Presupposti per la scelta di quale tecnologia wireless	56
4.3.4	La tecnologia Bluetooth	56
4.3.5	La tecnologia Wi-Fi	57
4.3.6	La tecnologia ZigBee	57
4.3.7	La tecnologia Z – Wave	57
4.3.8	Griglia di valutazione per la scelta della tecnologia wireless	58
4.4	Definizione dell'architettura	59
4.5	Scelta del protocollo	59
4.5.1	Formato dati	59
4.5.2	Controllo di flusso	60
4.5.3	Flusso di discovery	60
4.5.4	Flusso di Autenticazione	61
4.5.5	Flusso operazioni Action	61
4.5.6	Flusso operazioni State	63
4.6	Documentazione delle operazioni	63
4.6.1	Operation:: = get_subs	63
4.6.2	Operation:: = check	63
4.6.3	Operation:: = set	63
4.6.4	Operation:: = get_state	63
4.6.5	Operation:: = reboot shutdown	64
4.6.6	Operation:: = state	64
4.6.7	Operation:: = set_profile	64
4.7	Testing	65
4.7.1	Test esplorativo	65
4.7.2	Test misura	66
4.7.3	Test invio profilo	66

4.8Casi d’uso	66
4.9Comunicazione alla piattaforma del numero delle persone	68
4.9.1 Analisi subsonica.....	69
4.10 Comunicazione per il controllo di altri dispositivi storage a batterie	70
4.11 Comunicazione della misurazione del flusso di potenza tra la nanogrid e la rete elettrica	74
4.12 Implementazione del protocollo di comunicazione sulla Nanogrid.....	74
5 Sistema di controllo della Nanogrid.....	76
5.1Requisiti minimi di potenza	77
5.2La logica di gestione dei flussi di potenza: DC Bus Signaling	78
5.3Osservazioni.....	80
5.4Progettazione della logica DC Bus Signaling	81
5.5Logica DBS con accumuli convenzionali.....	86
5.6Logica DBS con accumuli non convenzionali	89
5.6.1 Nanogrid integrante l’accumulo non convenzionale ad idrogeno	89
5.6.2 Nanogrid integrante l’accumulo non convenzionale termico	92
5.6.3 Nanogrid integrante l’accumulo non convenzionale idrico	94
5.6.4 Nanogrid integrante l’accumulo non convenzionale biodiesel	96
6 Conclusioni.....	97
7 Bibliografia	99

Indice delle figure

Figura 1 Architetture Generali: a) NG; b) mini-grid DC	14
Figura 2 Configurazione generale di microrete: la nanogrid	19
Figura 3 Modulo principale.....	20
Figura 4 Schema a blocchi del modulo principale	21
Figura 5 Schema a blocchi Litio Storage	22
Figura 6 Schema a Blocchi modulo SC.....	22
Figura 7 La tecnologia delle batterie a flusso [GES]	23
Figura 8 Schema a Blocchi modulo FB.....	23
Figura 9 Schema a Blocchi modulo Idrogeno: architettura 1	25
Figura 10 Schema a Blocchi modulo Idrogeno: architettura 2	25
Figura 11 Schema a Blocchi modulo Idrico.....	26
Figura 12 Schema a Blocchi modulo accumulo termico.....	27
Figura 13 Fasi del processo di produzione di Biodiesel	28
Figura 14 Schema a Blocchi modulo accumulo sotto forma di Biodiesel.....	28
Figura 15 Configurazione NG1.....	29
Figura 16 Configurazione NG2.....	30
Figura 17 Configurazione NG3.....	30
Figura 18 Configurazione NG4.....	31
Figura 19 Configurazione NG5.....	31
Figura 20 Configurazione NG6.....	32
Figura 21 Schema configurazione nanogrid con batteria a ioni di litio e accumulo idrico con valvola– NG7.1 .	33
Figura 22 Schema configurazione nanogrid con batteria a ioni di litio e accumulo idrico senza valvola– NG7.2	33
.....	33
Figura 23 Configurazione NG8.....	34
Figura 24 Efficienza dei convertitori bidirezionali in funzione della potenza.....	34
Figura 25 Aerogramma di soluzioni topologiche per l’interfaccia “SuperCap - Nanogrid”	37
Figura 26 Convertitore DAB.....	37
Figura 27 Indici prestazionali di soluzioni topologiche per la connessione “SuperCap - Nanogrid”:	38
Figura 28 Aerogramma soluzioni topologiche di connessione Batterie a Litio - Nanogrid	39
Figura 29 Schema elettrico del convertitore dello storage a LiFePO ₄	40
Figura 30 Aerogramma soluzioni topologiche di connessione “Batteria a flusso - Nanogrid”	40
Figura 31 Convertitore DAB.....	41
Figura 32 Indici prestazionali soluzioni topologiche di connessione “Batterie a flusso - Nanogrid”:	42
Figura 33 Aerogramma soluzioni topologiche di connessione Nanogrid - Elettrolizzatore	43
Figura 34 Convertitore Half Bridge Isolato	43
Figura 35 Indici prestazionali soluzioni topologiche di connessione “Nanogrid - Elettrolizzatore”:	44
Figura 36 Aerogramma rappresentante le soluzioni topologiche di connessione “CELLA a COMBUSTIBILE -	45
Nanogrid”	45
Figura 37 Circuito Phase Shifted FB.....	45
Figura 38 Indici prestazionali soluzioni topologiche di connessione “CELLA a COMBUSTIBILE -	46
Nanogrid”:(a)Efficienza/Prezzo; (b) MTBF/Efficienza; (c) MTBF/Prezzo	46
Figura 39 Aerogramma soluzioni topologiche di connessione SOFC - Nanogrid	47
Figura 40 Indici prestazionali soluzioni topologiche di connessione “SOFC - Nanogrid”: (a) Efficienza/Prezzo; (b)	48
MTBF/Efficienza; (c) MTBF/Prezzo	48
Figura 41 Aerogramma soluzioni topologiche di connessione “V2H - Nanogrid”.....	49
Figura 42 Indici prestazionali soluzioni topologiche di connessione “V2H - Nanogrid”: (a) Efficienza/Prezzo; (b)	50
MTBF/Efficienza; (c) MTBF/Prezzo	50

Figura 43 Indici prestazionali soluzioni commerciali di connessione “Nanogrid - Carichi AC”: (a) Efficienza/Prezzo; (b) MTBF/Efficienza; (c) MTBF/Prezzo.....	51
Figura 44 Attori principali della comunità Comesto.....	51
Figura 45 Scambio di informazioni tra i membri della comunità Comesto	52
Figura 46 Sintesi dei controlli di flusso del protocollo NG.....	60
Figura 47 Pagina connessione e visualizzazione dei sottosistemi	67
Figura 48 Visualizzazione della richiesta.....	67
Figura 49 Pagina di invio profili e/o ricezione delle misurazioni	68
Figura 50 Grafico invio profili in real time	68
Figura 51 Chip subsonico	69
Figura 52 Rilevazione di evento singolo, andamento temporale e impronta in frequenza	70
Figura 53 Rilevazione di evento multiplo, andamento temporale e impronta in frequenza	70
Figura 54 Risultati del test	70
Figura 55 Il dispositivo EVOBESS	71
Figura 56 Flusso dati di EVOBESS.....	71
Figura 57 Stack ISO/OSI del protocollo Sunspect	72
Figura 58 Il dispositivo EVOMETER.....	74
Figura 59 Meccanismo di comunicazione Eugenio-NG	75
Figura 60 Schema di funzionamento della logica DBS.....	79
Figura 61 Livelli di tensione e master converter in una nanogrid con tutti gli accumuli convenzionali (NG1, NG2 e NG3).....	87
Figura 62 Tensioni di riferimento e master converter per NG4 con generatore PV, supercap e fuel cell	91
Figura 63 Tensioni di riferimento e master converter per NG5 con generatore FV, accumulo litio, supercap e fuel cell.....	92
Figura 64 Tensioni di riferimento e master converter per NG6 con generatore PV, accumulo litio, supercap e accumulo termico	93
Figura 65 Tensioni di riferimento e master converter per NG7.1 con generatore PV, accumulo a litio e accumulo idrico	95
Figura 66 Tensioni di riferimento e master converter per NG7.2 con generatore PV, accumulo a litio, supercap e accumulo idrico controllabile	96
Figura 67 Tensioni di riferimento e master converter per NG8 con generatore PV, accumulo a litio e accumulo biodiesel	97

Indice delle tabelle

Tabella 1 Configurazioni della Nanogrid individuate.....	28
Tabella 2 Griglia di valutazione wired-wireless	55
Tabella 3 Griglia di valutazione per tecnologie wireless	58
Tabella 4 Operazioni di tipo Action sul canale #ng/operations.....	61
Tabella 5 Valori campo results.status.....	63
Tabella 6 Valori Set profile	64
Tabella 7 Valori System_type	64
Tabella 9 Topic MQTT di EVOBESS	72
Tabella 10 Esempio comandi EVOBESS	73
Tabella 11 Modalità in configurazione Grid-Connected.....	81
Tabella 12 Modalità in configurazione Stand-alone.....	83
Tabella 13 Valori di Tensione sistema di accumulo litio e flusso	86
Tabella 14 Valori di Tensione sistema di accumulo Supercapacitore	87
Tabella 15 Valori di Tensione sistema di accumulo Fuel Cell	90
Tabella 16 Valori di Tensione sistema di accumulo Fuel Cell	91
Tabella 17 Valori di Tensione sistema di accumulo Termico.....	93
Tabella 18 Valori di Tensione sistema di accumulo Biodiesel	96

Abbreviazioni ed acronimi

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
FER	Fonti energia rinnovabili
AC	Alternate current
AI	Accumulo Ibrido
BMS	Battery Energy Management System
CBS	Cell Balancing System
DAB	Dual Active Bridge
DBS	DC bus signalling
DC	Direct Current
DHB	Dual Half Bridge
DG-Res	Distributed Generation based on renewable energy source
DR	Demand Response
DSM	Demand Side management
DSO	Distributed System Operator
FB	Full Bridge
fbMS	Flow battery management system
GD	Generazione distribuita
HB	Half Bridge
ICT	Information and Communication Technology
LC	Local Controller
MCI	Motore a combustione interna
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MS	MicroSorgenti
MTBF	Mean Time between Failure
NG	NanoGrid
NMS	Nanogrid management System
OCV	Open Circuit Voltage
PCC	Point of Common coupling
PCS	Pump control system
P2H	Power to Heat
P2P	Power to Power
PEI	Power Electronic Interface
PEM	Proton Exchange Membrane
PV	PhotoVoltaic
RFB	Redox Flow Battery
SC	SuperCapacitor

scMS	SuperCap Management System
SRC	Series Resonant Converter
SS	Sistema di Accumulo dell'Energia
SOC	State of Charge
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
TES	Thermal Energy Storage
GU	Generation Unit
V2G	Vehicle to Grid

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente documento, deliverable del progetto ComESTo, sintetizza i risultati delle attività condotte nell'ambito dell'attività 4.1 ("Individuazione di soluzioni architetture e tecnologiche della nanogrid per la gestione di più sistemi di accumulo, convenzionali e non, integrati con più sistemi di generazione da FR") dell'Obiettivo Realizzativo 4 (OR4).

Obiettivo della attività A4.1 è la definizione di una soluzione modulare della nanogrid capace di integrare tutte le tecnologie di accumulo analizzate negli OR2 e OR3, più sistemi di generazione da fonte rinnovabile o convenzionale e integri uno o più sistemi di conversione DC/AC destinati ad alimentare carichi in AC che necessitano di un'alimentazione non interrompibile di elevatissima qualità (carichi che si comportano, nei confronti del dc-bus, come "constant power load"). Uno degli obiettivi sarà rendere la nanogrid modulare in termini di potenza, per garantire differenti soluzioni in funzione delle applicazioni.

In particolare, uno degli scopi è l'analisi e la definizione delle configurazioni circuitali dei dispositivi di interfaccia tra sorgenti, sistemi di accumulo, carichi, rete elettrica e nanogrid: convertitori di potenza DC/DC, AC/DC e DC/AC, anche di tipo transformerless, al fine di trovare soluzioni efficienti che garantiscano il rispetto delle normative vigenti in materia di compatibilità elettromagnetica, nonché adeguati livelli sicurezza elettrica contro i contatti diretti e indiretti. In base alle soluzioni modulari definite sono state definite le specifiche del sistema di controllo tenendo in considerazione il rispetto di opportuni requisiti dinamici, nonché le interfacce di comunicazione e i protocolli per la cooperazione tra dispositivi dello stesso tipo e per l'interfaccia verso l'esterno.

Pertanto, è possibile individuare quattro punti su cui si è focalizzata l'attività:

- 1) Definizione della soluzione modulare della Nanogrid al fine di integrare le tecnologie di accumulo convenzionale (batteria a ioni di litio, batteria a flusso, supercapacitore) e quelle non convenzionali (idrogeno-fuel cell, accumulo sottoforma di biodiesel, accumulo termico, accumulo idrico e V2G).
- 2) Individuazione della soluzione topologica del sistema di interfaccia DC/DC ottimale dal punto di vista tecnico/economico per ognuna delle tecnologie di accumulo convenzionale e non;
- 3) Definizione ed implementazione del sistema di comunicazione Nanogrid2ComEsto platform e dei componenti di sistema (uSonic, EVOBESS e EVOMETER);
- 4) Definizione delle specifiche della logica di controllo della nanogrid (NMS) basata su logica DBS, tenendo in considerazione il rispetto di opportuni requisiti dinamici.

1 SOLUZIONE MODULARE DELLA NANOGRID

La generazione distribuita prende tale nome in contrapposizione alla classica schematizzazione del sistema di produzione di energia elettrica, basata su poche grandi centrali ed una fitta rete di trasporto, prevedendo la dislocazione sul territorio di tante piccole centrali in modo da consentire la generazione di energia elettrica, e il

suo stoccaggio, in prossimità del luogo di impiego con il vantaggio della eliminazione delle perdite legate al trasporto dell'energia attraverso la rete elettrica. Tali sistemi possono operare in maniera indipendente oppure essere connessi alla rete elettrica. Questi impianti, che vanno da potenze di pochi kW alla decina di MW, stanno stravolgendo la struttura classica delle reti elettriche che prevedeva grandi centrali di produzione e flussi unidirezionali di energia elettrica, dai livelli più alti di tensione a quelli più bassi. La gestione della rete, dunque, dovrà passare anche attraverso il coordinamento di tutte queste risorse distribuite nell'ottica di un'evoluzione della rete odierna verso il concetto della smart grid. La diffusione in larga scala della generazione distribuita è potenzialmente in grado di alleggerire il sistema di trasmissione e di risolvere in parte i crescenti problemi che sono costretti a fronteggiare gli operatori del sistema elettrico, correlati in buona sostanza all'aumento dei carichi, alle nuove politiche ambientali e alle pressioni economiche del mercato.

In particolare, per quanto riguarda le unità connesse alle reti di distribuzione l'approccio che veniva usato in passato nella connessione alla rete elettrica era quello del fit & forget ovvero un criterio in cui non vi fosse alcun vincolo in termini di immissione temporale di potenza in rete e alcun obbligo nella fornitura di servizi di rete. Oggi invece le unità di GD connesse alle reti di distribuzione devono partecipare alla fornitura di servizi di rete secondo le norme CEI 0-16 e CEI 0-21 rispettivamente in MT e BT. La tendenza attuale è quindi quella del trasferimento, a tutte le unità di produzione, degli oneri nel contributo alla stabilità della rete e nel conseguimento dei requisiti di qualità nella fornitura del servizio elettrico.

Una nanogrid (NG) è definibile come un'architettura innovativa di impianto di utente. Comprende normalmente unità di generazione (GU) controllabili o meno, sistemi di accumulo dell'energia (SS) e carichi collegati ad un unico punto di connessione (Point of Common Coupling o PCC) con la rete elettrica di distribuzione.

Le componenti fondamentali di una nanogrid sono quattro:

- la generazione locale;
- il sistema di accumulo dell'energia elettrica;
- l'interfaccia verso la rete principale;
- il sistema di controllo e gestione della nanogrid.

Tra i carichi della NG si possono distinguere carichi elettrici AC e carichi critici collegati al bus DC mediante apposito convertitore. Ciascuna unità è interfacciata al DC bus mediante un opportuno convertitore di potenza, DC/DC o AC/DC.

La NG definita nell'ambito del progetto ComESTo, presentata in Figura 1-a, è un sistema complesso e modulare di conversione e gestione dell'energia capace di gestire contemporaneamente più tipologie di sorgenti di generazione e/o sistemi di accumulo di differente tecnologia, nonché lo scambio dei flussi energetici con la rete elettrica e carichi elettrici. Il sistema NG è concepito con un'architettura modulare capace di estendersi sia "localmente" collegando al modulo di base diversi dispositivi come mostrato ad esempio in Figura 1-a e sia in maniera diffusa connettendo più NGs tramite il loro bus DC come, ad esempio, si mostra in Figura 1-b o anche

interconnettendo diversi sistemi attraverso la rete internet.

L'ambito di utilizzo principale è residenziale, e i vari hardware che lo compongono possono essere di tipo monofase o trifase con potenze che vanno da qualche kW fino ad arrivare a decine di kW. Inoltre, la possibilità di interconnessione di più NGs consente l'implementazione di piccoli sistemi energetici di comunità, estendendo quindi la potenza ed il campo di applicazione (Figura 1-b), in linea con quanto definito dal Decreto MISE 16 settembre 2020.

Particolare attenzione è dedicata all'utilizzo di diverse tipologie di accumulo che è una delle principali peculiarità della NG. Infatti, possono essere integrati sia i cosiddetti sistemi di Accumulo Convenzionali e sia quelli di tipo non-convenzionali. Con accumulo convenzionale vengono classificate le tecnologie di accumulo elettrochimico e elettrostatico convenzionalmente più usate quali Litio Ferro Fosfato (LiFePO₄), batterie a flusso e super capacitori. Mentre con accumulo non-convenzionale si identificano sistemi di accumulo dell'energia elettrica sotto forma di altri vettori quali Biodiesel, l'acqua ed il calore, nonché soluzioni alternative basate sulla mobilità elettrica. Troviamo quindi classificati in questa categoria i sistemi di accumulo ad idrogeno e celle combustibile, Idrico, di Biodiesel tramite transesterificazione, termico e Vehicle to Grid (V2G).

Questo rende la NG una tecnologia che consente di:

- facilitare l'interconnessione tra le diverse micro-sorgenti da FER non programmabili (solare, eolico, fuel-cell, ecc) e possono renderli più affidabile ed efficiente;
- azionare le micro-sorgenti correttamente, in modo efficiente e permanente alla piena potenza, con il surplus di energia prodotta a disposizione per ricaricare i sistemi di accumulo;
- compensare variazioni repentine di carico (supercapacitori);
- agevolare il controllo del flusso di potenza attiva e reattiva per la regolazione della tensione al PCC con la rete elettrica (servizi ancillari);
- fornire la capacità di "black-start" (fornire potenza per gli impianti che hanno bisogno di energia elettrica per l'avvio, in assenza della rete principale) per le centrali elettriche;
- avere un uso particolare in applicazioni quali momentanee e brevi interruzioni dei processi ad alto valore industriali e/o impianti, per il supporto di tensione, rifasamento e altri aspetti per la qualità dell'alimentazione.

I carichi elettrici considerati sono di tipo AC e suddivisi in carichi elettrici ordinari, collegati sulla rete elettrica AC, e carichi critici collegati direttamente alla NG. Infatti, i carichi critici vengono collegati al DC bus mediante apposito convertitore DC/AC il che garantisce un'alimentazione di elevata qualità.

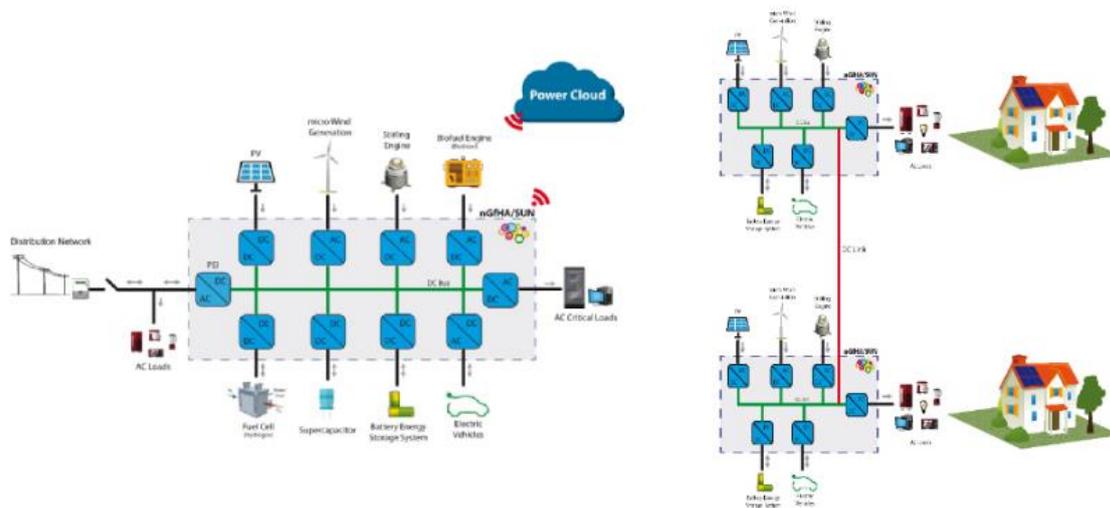


Figura 1 Architetture Generali: a) NG; b) mini-grid DC

Infine, per quanto riguarda i sistemi di generazione, il sistema è stato sviluppato con la capacità di sfruttare direttamente diverse tipologie di fonti di energia rinnovabili (FER) quali Fotovoltaico, microEolico, motore Stirling e motore a Biodiesel. È importante notare che i convertitori dedicati alla produzione delle principali FER (FV ed Eolico) fanno parte dell'hardware principale (modulo di base) e consentono sia una connessione diretta di queste fonti senza altri convertitori e sia l'utilizzo di algoritmi specifici che consentono di ottimizzarne la produzione.

Un ulteriore aspetto, che vale la pena evidenziare, risiede nella possibilità di programmare gli scambi di energia con la rete di distribuzione secondo richieste ricevute da remoto tramite la rete internet. Questa funzionalità consente di offrire i cosiddetti servizi ancillari che potrebbero essere richiesti dal Distributore di rete per garantire un corretto funzionamento operativo della rete di Distribuzione. Inoltre, questa funzionalità fa sì che la NG possa essere considerata come tecnologia abilitante per l'implementazione delle comunità energetiche. Infatti, gli utenti aggregandosi tramite opportuni sistemi possono creare delle reti virtuali e programmare gli scambi di energia al fine di bilanciare le esigenze complessive della massimizzando l'energia condivisa all'interno della comunità.

La NG è interfacciata alla rete elettrica mediante un unico convertitore, DC/AC bidirezionale, definito Power Electronic Interface (PEI). Il PEI fornisce la flessibilità necessaria per garantire il funzionamento della NG come un singolo sistema aggregato, per mantenere una specifica qualità della potenza e produzione di energia. Inoltre, il PEI, collega la NG alla rete elettrica in BT con l'obiettivo di regolare il flusso di potenza bidirezionale tra la NG e la rete elettrica. Il PEI svolge anche un ruolo attivo nel fornire servizi ancillari alla rete per il mantenimento della qualità dell'alimentazione, in particolare durante condizioni di stress del sistema elettrico.

Si è optato per un sistema di distribuzione in DC che permette di interfacciare mediante opportuni convertitori statici di potenza le diverse sorgenti, i sistemi di accumulo, sistemi cogenerativi ed i carichi elettrici critici e non, nonché la microrete alla rete elettrica del distributore, così come illustrato in Figura 1a, dove è riportata la

configurazione generale.

La soluzione architettuale proposta garantisce la possibilità di alimentare i carichi elettrici critici con massima continuità e qualità sia in grid-connected che in stand-alone, impiegando prevalentemente le risorse energetiche rinnovabili ed ecosostenibili, mentre le sorgenti di energia convenzionali possono essere presenti solo per eventuale funzionamento in emergenza; i sistemi di accumulo permettono di immagazzinare i surplus derivanti dalla produzione di energia dalle fonti rinnovabili non programmabili, che non riesce ad essere subito utilizzata dai carichi elettrici. In questo modo sarà possibile sfruttare al massimo l'energia prodotta dalle sorgenti locali, in particolare, avendo a disposizione diversi sistemi di accumulo si può scegliere quello più idoneo da impiegare a seconda delle esigenze degli utenti e della NG stessa. Naturalmente, l'utilizzo di energia elettrica per alimentare i carichi elettrici critici dovrà essere una priorità, mentre l'alimentazione dei carichi elettrici non critici potrà essere dipendente da un'analisi che possa tenere in considerazione il costo dell'energia o la capacità di accumulo e produzione della NG ed il funzionamento di una comunità energetica.

Inoltre, all'interno della NG potrà essere controllata non solo la gestione dei flussi energetici elettrici, ma può inglobare anche la gestione dei flussi energetici termici; tale gestione può essere implementata in maniera interdipendente. Infatti, tra le varie tecnologie presenti nella NG possono essere presenti sistemi cogenerativi che producono al contempo energia elettrica e termica; possono essere presenti tecnologie di accumulo sotto forma di energia termica, oppure fuel-cell oppure idrogeno, che permettono accumulo elettrico e termico; analogamente nel caso di produzione di energia da sistemi biodiesel.

Punto chiave del sistema di controllo per una NG è la sua capacità di gestire le operazioni di entrambi i due stati di lavoro:

- funzionamento normale, ovvero rete connessa (grid connected);
- funzionamento isolato senza connessione alla rete (stand-alone).

Al fine di garantire un corretto e stabile esercizio della NG in qualsiasi modalità di funzionamento, è necessario che siano rispettati alcuni requisiti minimi per quanto riguarda le potenze delle sorgenti e dei sistemi di accumulo, rispetto ai carichi della NG. In generale, possono essere richiesti altri specifici requisiti, che dipendono dalla configurazione di microgrid, dalle sorgenti, sistemi di accumulo e carichi presenti, oltre che da come si decide di sfruttare le risorse a disposizione e quali sono le priorità, ad esempio immettere tutta l'energia in rete, oppure alimentare con priorità i carichi, oppure privilegiare l'accumulo di energia. Naturalmente, questi requisiti possono anche essere oggetto di un modello di ottimizzazione delle risorse energetiche che possono variare nel tempo sulla base di analisi di mercato o vincoli tecnici locali e momentanei, quindi richiedere delle modifiche nella gestione dei flussi di potenza all'interno della NG e con la rete elettrica. Questa possibilità deve essere presa in considerazione e la NG deve poter espletare queste funzioni aggiuntive che differiscono dal normale funzionamento.

1.1 Stato dell'arte su Nanogrid

L'energia elettrica è da sempre prodotta in un numero limitato di centrali di grandi dimensioni presenti sul territorio, che impiegano fonti fossili e nucleari. Da queste megacentrali, l'energia prodotta è poi immessa nella rete di trasmissione e distribuzione, fino ad arrivare alle utenze. Questo rappresenta il classico modello unidirezionale/passivo della rete. Alcuni degli svantaggi di questo modello sono: elevate perdite per effetto Joule che si riscontrano lungo le linee di trasmissione e distribuzione; impossibilità di gestire i flussi di energia per convogliarla dove necessario a causa dalla mancanza di protocolli per la gestione dinamica dei flussi energetici; difficoltà nello sfruttare a pieno fonti di energia rinnovabile; tempi di risposta troppo lunghi in caso di black-out di grandi dimensioni, con impossibilità di arginare gli effetti valanga nelle cadute di tensione e conseguenti interruzioni di flusso energetico.

Il crescente aumento della domanda di energia elettrica, unita alle necessità di ridurre l'impatto ambientale nella produzione di energia elettrica in accordo alle politiche ecosostenibili mondiali, ha promosso piani di ampliamento e potenziamento delle attuali reti elettriche, con conseguenti sviluppi nel settore ICT (Information and Communications Technology), creando una convergenza di interessi scientifici e industriali sull'utilizzazione di tali tecnologie. Quindi lo sviluppo di un vero e proprio processo di trasformazione strutturale del ciclo energetico, che parte dalla produzione di energia elettrica, l'accumulo, trasporto, distribuzione, vendita, sino al consumo intelligente dell'energia, secondo opportuni criteri. In pratica, ormai da anni l'energia elettrica è prodotta oltre che nelle grandi centrali di produzione, anche localmente presso gli utenti che hanno installato sistemi di produzione basati su fonti rinnovabili (fotovoltaico principalmente), molti utenti negli ultimi anni hanno deciso di dotarsi di sistemi di accumulo integrati con i propri impianti di produzione; a tutto ciò si affiancano sistemi domotici per la gestione anche remota di carichi elettrici. In questo contesto diventa sempre di maggiore rilevanza la possibilità di gestire in maniera intelligente l'energia elettrica sia consumata dall'utente che prodotta e accumulata, da un lato per garantire continuità all'utente, ma dall'altro anche per garantire un supporto al gestore della rete in caso di necessità. Quindi gli utenti passivi diventano attivi e i flussi sulla rete elettrica bidirezionali, il che implica una gestione intelligente della rete elettrica stessa, per garantire un ottimale sfruttamento delle risorse energetiche da fonti rinnovabili e continuità nell'alimentazione delle utenze [1-2].

In questo contesto le microreti intelligenti sono una delle soluzioni che maggiormente si sono diffuse tra la comunità scientifica per affrontare il problema dell'integrazione e gestione delle fonti energetiche rinnovabili, in particolare quando queste sono fortemente aleatorie, non programmabili e difficilmente predicibili. Naturalmente, l'originaria esigenza di gestire mediante microreti solo le fonti di energia è ormai superata dall'opportunità di gestire in loco anche i sistemi di accumulo e carichi elettrici critici e non, nonché la possibilità di gestire in maniera aggregata diverse microreti connesse tra loro a formare sistemi energetici virtuali. Quindi gli obiettivi da perseguire possono essere diversi, soddisfare la domanda dei carichi, accumulare energia per esigenze future, fornire servizi di rete, garantire continuità ai carichi critici [3].

Una gestione locale della produzione e della domanda di energia elettrica permette di ridurre le perdite lungo

le linee elettriche; inoltre, si possono ridurre i picchi di domanda schedulando opportunamente i carichi elettrici schedulabili tale da evitare la loro accensione simultanea nelle fasce orarie di punta, ciò può essere realizzato mediante impiego di sistemi di monitoraggio e controllo dei flussi energetici (smart-meter), nonché sistemi di gestione automatizzata di carichi elettrici lato utente. Il che si converte anche in una riduzione dei costi per gli utenti che attiveranno i carichi non in concomitanza di picchi di domanda (quando l'energia ha un costo maggiore), ma in fasce orarie diverse (quando l'energia ha un costo inferiore) [1-3].

La gestione in tempo reale di diverse sorgenti distribuite sul territorio e carichi elettrici, richiede un sistema di controllo dei flussi di potenza; quindi, uno scambio di informazioni tra le utenze ed il controllore che difficilmente si riuscirebbe a realizzare mediante un sistema centralizzato. In particolar modo nel caso in cui tale sistema centralizzato ricopra un'area molto grande, in questo caso ci si troverebbe a raccogliere informazioni da moltissime utenze distribuite sul territorio; quindi, un elevato carico in termini di dati scambiati ed oneri computazionali che non garantirebbero la sicurezza ed affidabilità del sistema, il quale dovrebbe essere pronto a prevenire e/o contenere la dinamica di eventuali problematiche in tempi molto ridotti. Mentre un sistema distribuito, a differenza di uno centralizzato, riesce ad essere molto più efficiente, pur mantenendo, in caso di necessità, un sistema centrale di coordinamento nella gestione delle risorse energetiche. Infatti, un sistema distribuito può basarsi su dispositivi di controllo automatizzati per la gestione intelligente ed in tempo reale dei flussi di potenza locali, quindi con un controllo puntuale della tensione sui carichi; elevate capacità di elaborazioni che garantiscono maggiore affidabilità; impiego di dispositivi per il controllo adattativo delle informazioni trasmesse, che permettono una facile diagnosi su errori di trasmissione; maggiore flessibilità nella configurazione della rete di comunicazione tra i vari dispositivi di controllo [3-4].

I principali campi di interesse nello sviluppo di microreti intelligenti sono i seguenti:

- Sviluppo di componenti e strategie di controllo operative;
- Sviluppo di modelli di reti e risorse rinnovabili basate su progetti pilota;
- Linee guida per la progettazione dei dispositivi in modo da creare standard;
- Integrare progetti sperimentali con i provider esistenti;
- Sistemi standard per eseguire test e misure di prestazioni;
- Stabilire metodi e tecniche di comunicazione sicure e affidabili;
- Sistemi di distribuzione sia in DC che in AC anche ibridi;
- Metodi per il controllo delle risorse energetiche distribuite rinnovabili e il controllo delle tensioni;
- Sistemi elettronici di potenza per la trasformazione e lo stoccaggio dell'energia sia attiva che reattiva;
- Sviluppo di sistemi per incrementare interoperabilità, integrazione e upgrade;
- Ricerca di soluzioni di cyber security e sviluppo di standard dedicati per lo scambio di informazioni.

Le microreti intelligenti sono una soluzione per garantire la fornitura e la gestione dei flussi di energia elettrica non solo in aree già raggiunte dal sistema di distribuzione nazionale, ma possono essere sfruttate anche in aree remote, zone rurali ed isole difficilmente raggiungibili. In queste aree soluzioni locali per la fornitura di energia

elettrica a gruppi di piccole utenze mediante sistemi di microreti rappresentano la soluzione ideale. Pertanto, una delle caratteristiche fondamentali delle microreti intelligenti è quella di poter operare sia in modalità grid-connected che in isola rispetto alla rete del distributore, garantendo continuità ai carichi dell'utente in entrambe le modalità di funzionamento.

Naturalmente una delle differenze principali tra una microrete e la rete elettrica del distributore è la difficoltà di prevedere ampliamenti di grandi dimensioni per la rete elettrica del distributore, che comunque difficilmente si trovano a lavorare alla massima capacità a differenza delle microreti, le quali spesso potrebbero trovarsi in tali condizioni operative. Nel caso in cui una microrete si trovi a lavorare in una condizione di sovraccarico, allora il sistema di controllo opera una connessione/disconnessione dei carichi non essenziali, secondo una priorità stabilita all'interno della microrete stessa, mentre se questa condizione si verifica su una rete di grandi dimensioni, l'unica soluzione, per evitare condizioni di eccessivo sovraccarico, è quella di disconnettere intere zone di carico senza una precisa priorità.

Le modalità di disconnessione dei carichi possono avvenire in modo diverso a seconda della tipologia di gestione della domanda automatizzata implementata (Demand Side Management – DSM):

- **Manual DSM:** la disconnessione dei carichi avviene manualmente per ogni carico;
- **Semi-Automated DSM:** la disconnessione dei carichi è pre-programmata ed inizializzata manualmente tramite un sistema di controllo centralizzato;
- **Fully-Automated DSM:** non necessita di intervento umano, il controllo è inizializzato mediante un segnale di comunicazione esterno, che può derivare dal controllore della microrete, tale segnale inizializza una strategia pre-programmata di gestione dei carichi.

Naturalmente, il controllo e la gestione della microrete potranno essere coordinati in maniera ottimale se e solo se sono dislocati al suo interno, oltre ai sistemi di generazione ed ai carichi, anche sistemi di accumulo e sistemi di misurazione intelligenti, che uniti ad opportune strategie di controllo possano fornire soluzioni a diverse modalità di funzionamento e condizioni operative in cui la microrete può trovarsi ad operare.

In questo contesto, l'attività oggetto di studio prevede lo sviluppo di una configurazione di microrete che sia in grado di interfacciare carichi elettrici critici e non con fonti di energia rinnovabili ed ecosostenibili e fonti di energia convenzionali, diverse tecnologie di sistemi di accumulo, nonché interfacciare tutti alla rete elettrica del distributore, se presente. Al fine di garantire una tale soluzione e tutte le caratteristiche sopradescritte, si è optato per un sistema di distribuzione in DC che permette di interfacciare mediante opportuni convertitori statici di potenza le diverse sorgenti, i sistemi di accumulo, sistemi cogenerativi ed i carichi elettrici critici e non, nonché la microrete alla rete elettrica del distributore, così come illustrato in Figura 2, dove è riportata la configurazione generale della NG [4].

La soluzione architettonica proposta garantisce la possibilità di alimentare i carichi elettrici critici con massima continuità e qualità sia in presenza che in assenza di rete elettrica del distributore, sia in grid-connected che in stand-alone, impiegando prevalentemente le risorse energetiche rinnovabili ed ecosostenibili, mentre le sorgenti

di energia convenzionali possono essere presenti sono per eventuale funzionamento in emergenza; i sistemi di accumulo permettono di immagazzinare i surplus derivanti dalla produzione di energia dalle fonti rinnovabili non programmabili, che non riesce ad essere subito utilizzata dai carichi elettrici. In questo modo sarà possibile sfruttare al massimo l'energia prodotta dalle sorgenti locali, in particolare, avendo a disposizione diversi sistemi di accumulo si può scegliere quello più idoneo da impiegare a seconda delle esigenze degli utenti e della nanogrid stessa. Naturalmente, l'utilizzo di energia elettrica per alimentare i carichi elettrici critici dovrà essere una priorità, mentre l'alimentazione dei carichi elettrici non critici potrà essere dipendente da un'analisi che possa tenere in considerazione il costo dell'energia o la capacità di accumulo e produzione della NG [5].

Inoltre, all'interno della nanogrid potrà essere controllata non solo la gestione dei flussi energetici elettrici, ma può inglobare anche la gestione dei flussi energetici termici; tale gestione può essere implementata in maniera interdipendente [6].

Infine, l'insieme di sistemi di generazione, sistemi di accumulo e carichi elettrici all'interno della nanogrid possono essere gestiti opportunamente anche allo scopo di fornire servizi di supporto alla rete elettrica oppure ad un'aggregazione di utenti al fine di raggiungere determinati obiettivi, che possono essere risparmio energetico all'interno della comunità, convenienza economica, riduzione degli sbilanciamenti energetici tra le varie nanogrids.

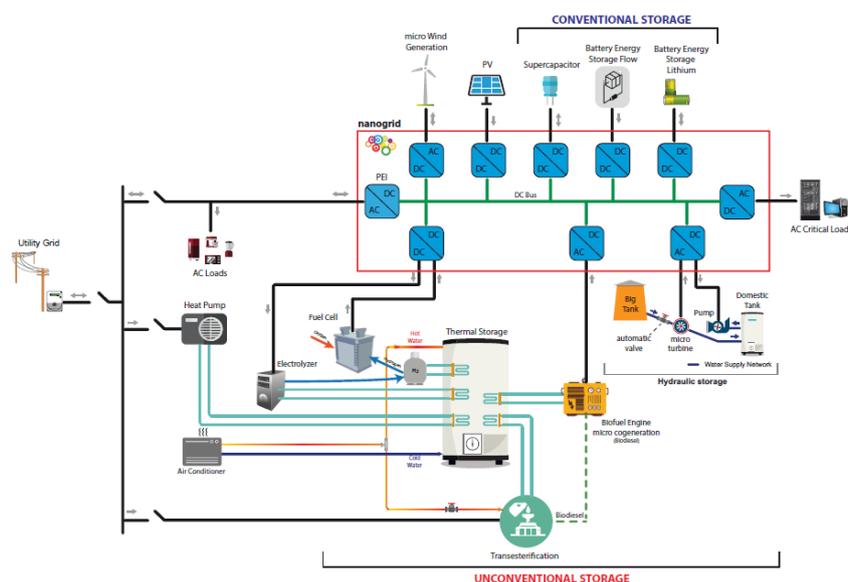


Figura 2 Configurazione generale di micrete: la nanogrid

1.2 Configurazione circuitale della Nanogrid ed individuazione dei moduli

Come accennato nell'introduzione, il sistema NG è concepito con un'architettura modulare capace di estendersi sia "localmente" sia in maniera diffusa connettendo più sistemi nGrid tramite il loro bus DC o anche interconnettendo diversi sistemi attraverso la rete internet. L'estensione "locale" avviene connettendo al bus DC, altri sistemi (es. micro-sorgenti, storage, veicoli elettrici, ecc..) attraverso l'utilizzo di opportuni convertitori di

interfaccia che ne governano sia il corretto funzionamento che lo scambio dei flussi energetici con il sistema di base. In particolare, come dettagliatamente esposto in seguito, la gestione dei flussi energetici di questi dispositivi di estensione ed in generale l'interazione di un sistema esterno con la nGrid viene orchestrata da una specifica logica di controllo e gestione di tipo decentralizzata e che quindi non richiede uno specifico link di comunicazione. Può comunque essere presente un link di comunicazione tra un sistema esterno e l'elemento di base al fine di monitorarne lo stato e di ottimizzarne il funzionamento.

1.2.1 Modulo principale

L'architettura del modulo principale della NG è mostrata in Figura 3 ed è definita in modo da renderla autonoma e funzionante nella maggior parte delle applicazioni mentre con i moduli aggiuntivi se ne aumentano le capacità. La composizione di base prevede una connessione ad una micro-sorgente di energia rinnovabile (PV o mini eolico), l'interfaccia di connessione alla rete elettrica Nazionale (PEI) ed il sistema di controllo e gestione che è capace anche di ricevere e gestire richieste da remoto.

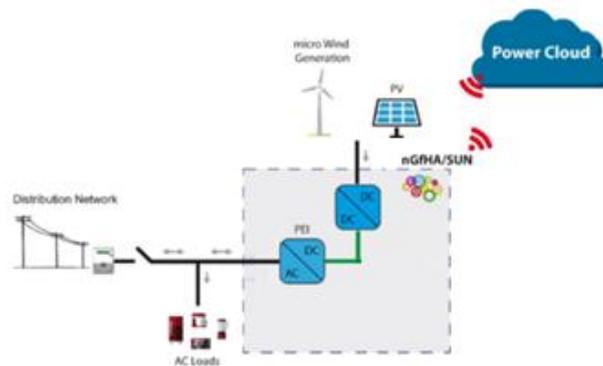


Figura 3 Modulo principale

La Figura 4 mostra invece lo schema a blocchi del modulo principale dove il convertitore di tipo AC/DC svolge le funzionalità del PEI e quello di tipo DC/DC è utilizzato per la gestione diretta delle microsorgenti (MS). I due convertitori sono collegati tramite il bus DC comune e sono connessi al sistema di controllo e supervisione nMS (nGrid Management System) che ne gestisce il corretto funzionamento.

In configurazione Grid-Connected il PEI ha il compito di gestire lo scambio dei flussi energetici, in modo bidirezionale, tra la NG e la rete e di assicurare il rispetto delle prescrizioni normative. Inoltre, utilizzando lo standard di comunicazione come previsto dalla normativa vigente, è possibile ricevere e quindi ottemperare ad un profilo di scambio energetico programmato richiesto dal distributore e offrire i cosiddetti servizi ancillari. Inoltre, in via generale, una connessione internet è prevista anche per ricevere altre richieste di profili di scambio da una cosiddetta "Comunità energetica".

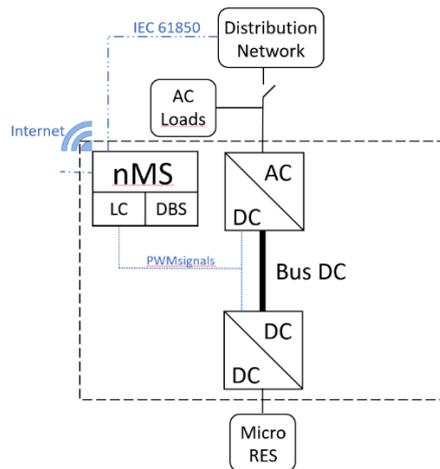


Figura 4 Schema a blocchi del modulo principale

La connessione alle MS avviene in modo diretto ovvero con una connessione elettrica al bus DC senza l'utilizzo di altri convertitori per cui l'utilizzo della MS avviene attraverso il DC/DC interno ed il suo controllo ne implica sia un corretto funzionamento della risorsa dal punto di vista elettrico, nonché la gestione del flusso energetico. In particolare, la MS può essere gestita in modalità Maximum Power Point Tracking (MPPT) dove la logica di controllo ne consente l'estrazione della massima potenza oppure in modalità potenza ridotta in cui l'estrazione della potenza viene limitata ai fini della stabilità del DC bus.

1.2.2 Modulo di Storage a Litio

Nel caso di applicazioni di accumulo energetico residenziale o simili, trovano ampia applicazione le classiche celle con tecnologia Litio Ferro Fosfato (LiFePO₄). Effettuando una connessione in serie ed in parallelo di più celle LiFePO₄ si raggiungono valori di tensione e capacità di accumulo compatibili con l'applicazione. Lo schema a blocchi del sistema di storage è mostrato in Figura 5, la connessione al bus DC del modulo principale della nGrid avviene attraverso il convertitore elettronico di potenza che è governato dal controllore locale (LC) in accoppiamento al sistema di controllo e gestione che implementa la logica DBS e consente di gestire la fase di carica e di scarica mentre il sistema Battery Management System (BMS) consente di ottimizzarne l'utilizzo e di trasmettere al modulo principale attraverso il bus di comunicazione informazioni sullo stato del sistema.

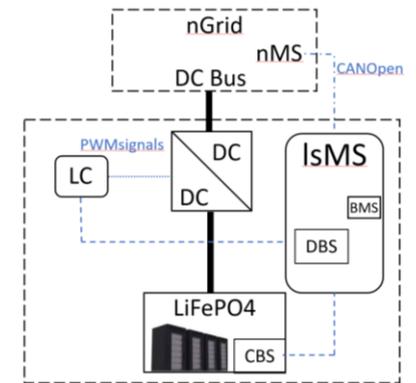


Figura 5 Schema a blocchi Litio Storage

1.2.3 Modulo di Storage a SC

Il sistema di storage a supercapacitori (SC) è orientato all'utilizzo in combinazione con altre tipologie di accumulo. In particolare, l'uso combinato permette di realizzare sistemi di Accumulo Ibrido (AI) per implementare soluzioni di sistemi con ottime prestazioni in termini di picchi di potenza e con grande capacità di energia accumulata, ottemperando a richieste di elevate potenze, anche in contesti off-grid. Ciò consente di ottenere notevoli risparmi economici rispetto a un sistema basato su accumulo elettrochimico, aumentandone anche la durata di vita.

Lo schema a blocchi dello storage a SC è mostrato in Figura 6. Il sistema, oltre al convertitore, è provvisto di un sistema di controllo e gestione scMS (supercap Management System) che utilizzando il sistema di controllo locale LC governa il funzionamento del convertitore DC/DC del SC al DC bus della NG, mentre attraverso l'implementazione della logica DBS ne controlla lo scambio dei flussi energetici con la NG. Inoltre, al fine di monitorare lo stato di funzionamento e ottimizzare la gestione dei flussi energetici, il scMS implementa anche un BMS locale che elabora i segnali provenienti dal sistema di gestione e bilanciamento celle CBS (Cell Balancing System) interno allo stack SC, e fornisce informazioni al nMS della NG attraverso l'opportuno link di comunicazione utilizzando il protocollo CanOpen, per come descritto in D4.4.

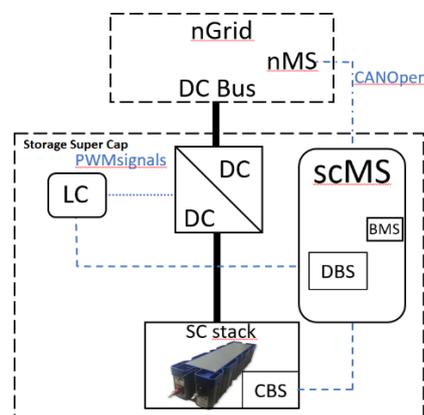


Figura 6 Schema a Blocchi modulo SC

1.2.4 MODULO DI BATTERIA A FLUSSO

Per applicazioni di sistemi di energia rinnovabile su larga scala, le batterie a flusso (RFB) possiedono un enorme potenziale per numerosi meriti; come, la scalabilità indipendente dalla potenza, capacità di scarica profonda e soprattutto il suo lunghissimo ciclo di vita. In Figura 7 viene rappresentata la composizione di base con due serbatoi, due pompe e una cella elettrochimica; le parti di energia e potenza sono quindi separate e l'energia viene stoccata in serbatoi chimici attraverso elettroliti in forma liquida. Questo consente di far funzionare la batteria a temperatura ambiente, evitando problemi di surriscaldamento e fornendo sicurezza intrinseca al sistema, ma consente anche e soprattutto di avere applicazioni modulari e scalabili dove la capacità di stoccaggio dipende essenzialmente dalla capacità dei serbatoi. Si può quindi partire da un sistema di piccole dimensioni e via via aumentarne la capacità semplicemente aggiungendo dei moduli.



Figura 7 La tecnologia delle batterie a flusso [GES]

Lo schema a blocchi del sistema di storage RFB utilizzato nella NG è mostrato in Figura 8. Questo modulo è provvisto di un proprio convertitore DC/DC di tipo DAB (dual active bridge descritto in par. 3.1.3) connesso elettricamente da una parte al DC Bus della NG e dall'altra ai morsetti della batteria. Il sistema è provvisto di un sistema di controllo e gestione fbMS (flow battery Management System) che utilizzando i sistemi di controllo locale LC e PCS (pump control system) governa sia il funzionamento del convertitore che il flusso dell'elettrolita mentre attraverso l'implementazione della logica DBS ne controlla lo scambio dei flussi energetici con la nGrid. Inoltre, al fine di monitorare lo stato di funzionamento e ottimizzare la gestione dei flussi energetici, il fbMS implementa anche un BMS locale che fornisce anche informazioni al nMS della nGrid attraverso l'opportuno link di comunicazione utilizzando il protocollo CanOpen, per come descritto in D4.4.

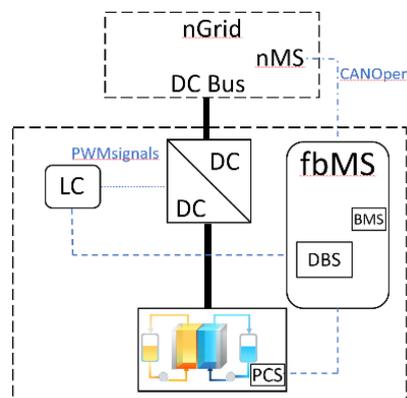


Figura 8 Schema a Blocchi modulo RFB

1.2.5 MODULO Idrogeno-Fuel cells

Un sistema di accumulo di energia a base di idrogeno comprende i seguenti componenti principali:

- Un sistema di conversione progettato per convertire l'elettricità in ingresso in idrogeno in uscita (Elettrolizzatore) basato sulla tecnologia delle membrane a scambio protonico PEM (Proton Exchange Membrane).
- Un sistema di stoccaggio dell'idrogeno. L'idrogeno viene accumulato in forma gassosa in serbatoi a pressione fino a 70MPa.
- Un sistema di conversione dell'idrogeno in energia elettrica, costituito da una cella a combustibile basata sulla tecnologia delle membrane di scambio PEM (Fuel Cells).

Si considera di tipo Power to Power, cioè la conversione diretta in energia elettrica, con celle a combustibile che, oltre a consumare energia rinnovabile non programmabile quando è in eccesso, può restituirla quando necessario.

Sebbene l'efficienza complessiva sia inferiore a quella di una batteria (a seconda dei tipi di elettrolizzatori e celle a combustibile, nel processo si dissipa il 60-70% dell'energia, rispetto al 20% dissipato da un sistema a batteria), la conversione in combustibile può essere conveniente in termini di dimensioni dell'impianto e capacità di mantenere l'energia immagazzinata per lunghi periodi.

Può essere utilizzato per rendere un utente completamente autosufficiente (o quasi) dalla rete di distribuzione in termini di fabbisogno energetico in condizioni normali - mantenendo in primis la connessione per garantire un'eventuale alimentazione di backup -, soprattutto per sistemi relativamente piccoli.

Svolge un ruolo di primaria importanza garantire lo stoccaggio di energia quando la produzione da fonti rinnovabili supera la domanda. L'energia così immagazzinata sotto forma di idrogeno sarà utilizzata quando il fabbisogno della rete non potrà essere soddisfatto dall'energia prodotta da fonti rinnovabili e quindi verrà fornita dal sistema delle fuel cells.

Il sistema di accumulo a idrogeno considerato nel progetto fa riferimento ad uno schema costituito da un elettrolizzatore che, partendo dall'energia elettrica, prelevata dal bus DC della NG, produce idrogeno. L'idrogeno viene immagazzinato e quindi utilizzato dalla cella PEM per produrre elettricità da immettere nel bus DC. I due componenti principali, elettrolizzatore e fuel cell, quindi vengono integrati nella NG attraverso opportuni sistemi di conversione DC/DC di tipo buck e boost distinti sui due rami elettrolizzatore e FC rispettivamente e come meglio illustrati negli schemi a blocchi delle Figure 9 e 10. In particolare, vengono illustrate due diverse architetture per l'integrazione di questo sistema. Un'architettura che prevede la connessione dei due rami sul bus DC *ad alta tensione* (400 Vdc) mentre la proposta alternativa prevede l'introduzione di un ulteriore DC/DC di tipo DAB tra il bus DC della nGrid ed i due rami che vengono quindi connessi su un bus DC a basso livello (100 Vdc). Quest'ultima consentirebbe la connessione di ulteriori tecnologie di accumulo capaci di rispondere alla richiesta di servizi di potenza intensivi condividendo lo stesso DC/DC evitandone dei propri.

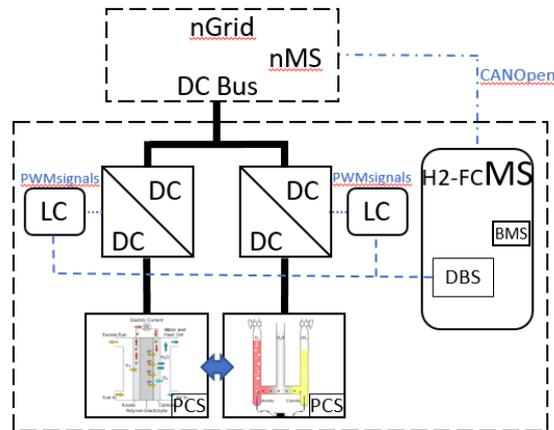


Figura 9 Schema a Blocchi modulo Idrogeno: architettura 1

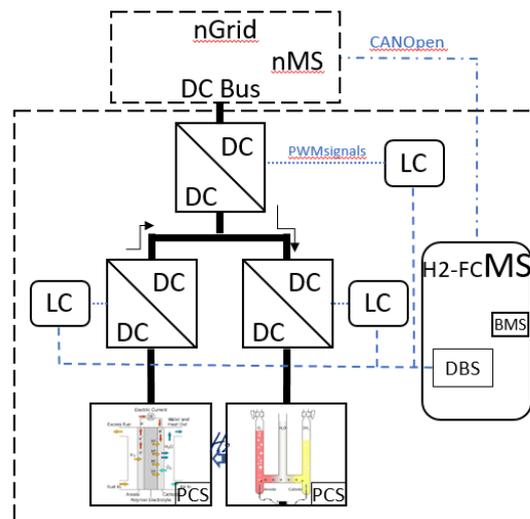


Figura 10 Schema a Blocchi modulo Idrogeno: architettura 2

1.2.6 MODULO Idrico

Il sistema idrico integrato risulta essere tra i sistemi più energivori a causa degli assorbimenti elevati degli impianti di sollevamento, il più delle volte anche abbastanza obsoleti. D’altro canto, la possibilità di utilizzare sia la rete di adduzione idrica in sostituzione di quella di distribuzione dell’energia elettrica ed i serbatoi idrici come sistemi di accumulo elettrico, fa del servizio idropotabile un buon alleato per aumentare la capacità della rete elettrica nell’integrare produzione da FER. Inoltre, la convenienza di prevedere un funzionamento a gravità a valle del serbatoio - con carichi piezometrici superiori per normativa a quelli degli ultimi piani degli edifici - determina un surplus di carico in corrispondenza degli impianti autoclave, quasi sempre ubicati al disotto del piano stradale. Ne consegue l’opportunità di produzione idroelettrica di aliquote non trascurabili di energia, da impiegare a servizio dello stesso impianto autoclave di ciascun edificio, e quindi a beneficio della comunità residente nello stesso edificio, realizzando uno schema di sistema di accumulo idrico-elettrico attraverso l’uso di

una nanogrid. In questo caso, la ridotta entità dell'energia necessaria al funzionamento dell'autoclave renderebbe economicamente valutabile anche lo storage energetico, finalizzato a compensare i periodi di interruzione della produzione idroelettrica dovuti al riempimento dei serbatoi di accumulo dell'edificio, nonché la domanda di energia dell'impianto autoclave, non necessariamente concomitante con la produzione idroelettrica.

Da questo punto di vista, l'integrazione con il sistema NG deve prevedere un sistema di conversione DC/AC lato pompa di sollevamento che risulta assimilabile ad un carico modulabile, che viene attivato in funzione della produzione da FER e un sistema di conversione AC/DC lato micro-turbina idroelettrica per la produzione di energia elettrica da consumare o accumulare in loco, come riportato in Figura 11.

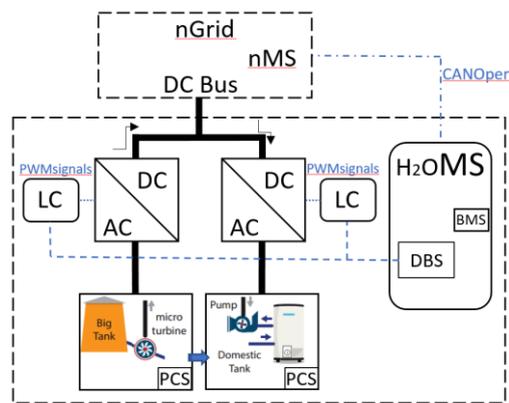


Figura 11 Schema a Blocchi modulo Idrico

1.2.7 MODULO Accumulo termico

La trasformazione dell'energia elettrica in calore (Power to Heat – P2H) è una soluzione adeguata all'accumulo di energia elettrica sotto forma di calore sfruttando come sistema di accumulo un semplice serbatoio d'acqua calda, purché opportunamente coibentato. Questo fa sì che dal punto di vista di integrazione con la nanogrid l'accumulo termico può essere visto come un carico modulabile che viene attivato quando il sistema di gestione della NG rilevi un surplus di energia elettrica prodotta da FER o su richiesta del sistema di gestione a livello di piattaforma ComESTo.

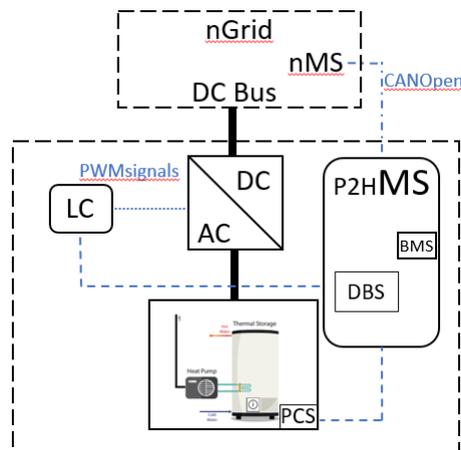


Figura 12 Schema a Blocchi modulo accumulo termico

Lo schema a blocchi, come riportato in Figura 12, prevede l'integrazione attraverso un opportuno sistema di conversione AC/DC.

1.2.8 MODULO Accumulo sotto forma di Biodiesel

Un altro modo per poter stoccare l'energia elettrica da FER è quello di ottenere biodiesel da prodotti di scarto. In quanto l'utilizzo del potenziale contenuto energetico degli oli esausti, che da rifiuto (scarti familiari o di un edificio condominiale, da hotel, ristoranti, mense scolastiche ecc) diventano risorsa energetica con riferimento a sistemi e impianti di piccola taglia, così da soddisfare le stesse esigenze della comunità che li hanno prodotti. Particolare attenzione viene rivolta a edifici multipiano in contesti urbani, razionalizzandone i consumi e le forniture energetiche, ed ottenendo di fatto un accumulo di energia, sotto forma di biofuel da FER, che in tale forma non è soggetta a restrizioni legislative e regolatorie, relativamente alla successiva fase di distribuzione alle utenze. Una volta prodotto il biodiesel, ci sarà un motore a combustione interna (MCI), anche con un possibile assetto cogenerativo, alimentato con il biodiesel prodotto, in grado di integrarsi con le NGs.

Il sistema di accumulo sottoforma di biodiesel prevede che l'integrazione con la NG e pertanto il suo sistema di gestione faccia in modo che venga attivato il processo di produzione di biodiesel solo quando si ha un surplus di energia prodotta da FER e quindi venga accumulata sottoforma di biodiesel. Analizzando il processo di produzione si possono individuare le diverse fasi di processo con relative durate ed assorbimenti (si veda Figura 13).

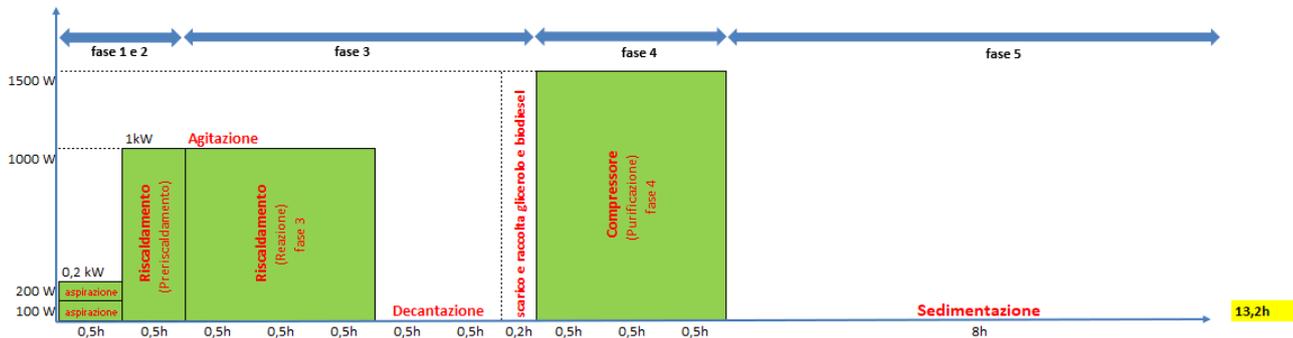


Figura 13 Fasi del processo di produzione di Biodiesel

La soluzione di accumulo sotto forma di biodiesel prevede la presenza di un motore a combustione interna (MCI) che viene alimentato con il biodiesel prodotto.

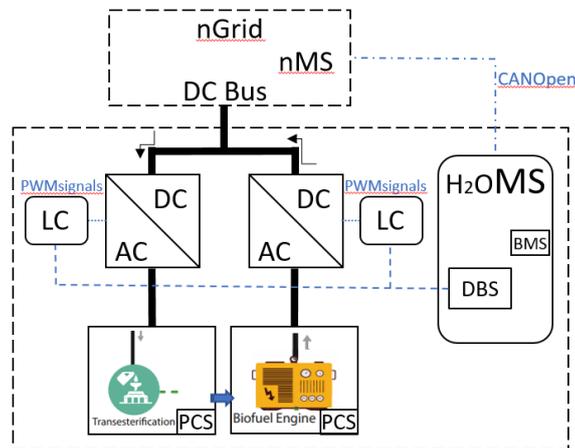


Figura 14 Schema a Blocchi modulo accumulo sotto forma di Biodiesel

Pertanto, lo schema a blocchi che sintetizza la configurazione di tale sistema di accumulo, come riportato in Figura 14, vede il processo di produzione di biodiesel come un carico modulabile alimentato dal bus DC della nanogrid e il MCI come generatore interfacciati attraverso opportuno sistema di conversione AC/DC.

2 CONFIGURAZIONI DELLA NANOGRID PER APPLICAZIONI RESIDENZIALI

In base alle analisi effettuate in OR1 sulle potenzialità delle varie tecnologie di accumulo per applicazioni residenziali dal modulo base, indicato nel seguito come configurazione NG0 (vedi Figura 3) sono state definite le configurazioni, riportate in Tabella 1, che integrano le varie tecnologie di accumulo convenzionale e non al fine di massimizzare lo sfruttamento delle peculiarità di ciascuna di esse nel fornire servizi di tipo power intensive e di energy intensive.

Tabella 1 Configurazioni della Nanogrid individuate

Nanogrid configuration	CONVENTIONAL STORAGE							UNCONVENTIONAL STORAGE			
	UTILITY GRID	PV	AC CRITICAL LOADS	LITHIUM BATTERY	SUPERCAP	FLOW BATTERY	ELECTRIC VEHICLES	FUEL CELL	THERMAL STORAGE	HYDRAULIC STORAGE	BIOFUEL
NG#1	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-
NG#2	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-
NG#3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-
NG#4	✓	✓	✓	-	✓	-	-	✓	-	-	-
NG#5	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	✓	-	-	-
NG#6	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	✓	-	-
NG#7	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	✓	-
NG#8	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	-	-	-	-
NG#9	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-	✓

2.1 NG1

Partendo dalla configurazione NG0 è stata definita la configurazione NG1 riportata in Figura 15 che integra il sistema di accumulo a litio, tipica configurazione per un'utenza domestica:

- Nanogrid NG1: NG0 + modulo Storage LiFePO4.

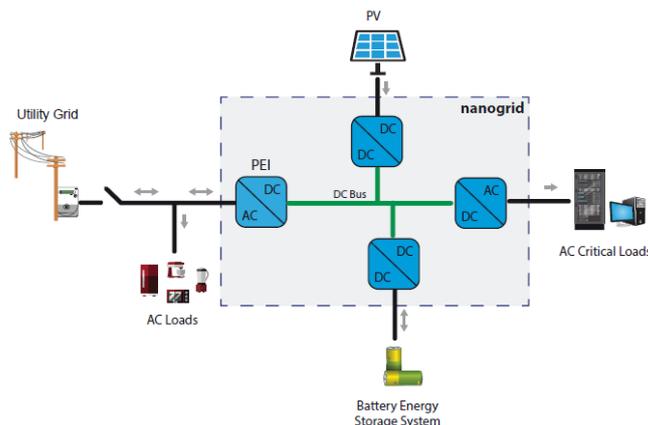


Figura 15 Configurazione NG1

2.2 NG2

Partendo dalla configurazione NG1 è stata definita la configurazione NG1 riportata in Figura 16 che integra il sistema di accumulo a supercapacitore, e quindi avere un supporto in potenza nei primi istanti dal supercapacitore e in energia dall'accumo a litio:

- Nanogrid NG2: NG0 + modulo Storage LiFePO₄ + modulo Storage SC.

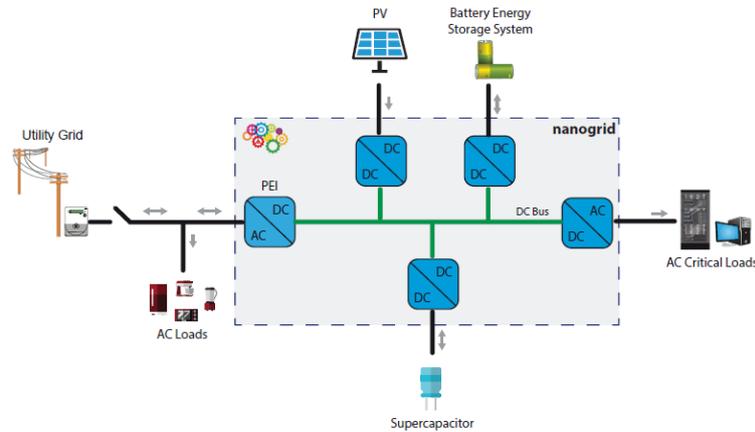


Figura 16 Configurazione NG2

2.3 NG3

Partendo dalla configurazione NG2 è stata definita la configurazione NG3 riportata in Figura 17 che integra il sistema di accumulo a batteria a flusso:

- Nanogrid NG3: NG0 + modulo Storage LiFePO₄ + modulo Storage SC + modulo Storage FC.

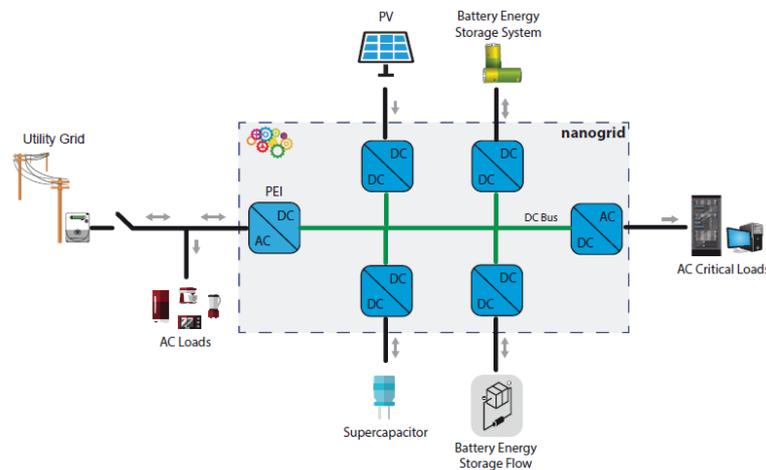


Figura 17 Configurazione NG3

2.4 NG4

La Figura 18 riporta la NG0 con integrato il sistema di accumulo idrogeno-PEM per fornire servizio in energia, nonché il sistema di accumulo basato su supercapacitori per fornire servizio in potenza. Il sistema di accumulo basato su idrogeno considerato nel progetto fa riferimento ad uno schema costituito da un elettrolizzatore che a partire dall'energia elettrica, prelevata dal bus della nanogrid, produce idrogeno. L'idrogeno viene immagazzinato e utilizzato, poi, dalla cella PEM per la produzione di energia elettrica da immettere sul DC bus:

- Nanogrid NG4: NG0 + accumulo idrogeno-PEM+supercapacitore.

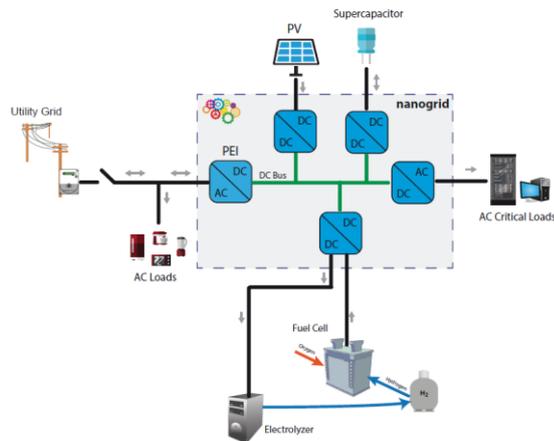


Figura 18 Configurazione NG4

2.5 NG5

La Figura 19 riporta la NG0 con integrato il sistema di accumulo idrogeno-PEM e batteria a ioni di litio per fornire servizio energia e supercapacitore per fornire servizio in potenza:

- Nanogrid NG5: NG0 + accumulo idrogeno-PEM+supercapacitore+batteria a ioni di litio.

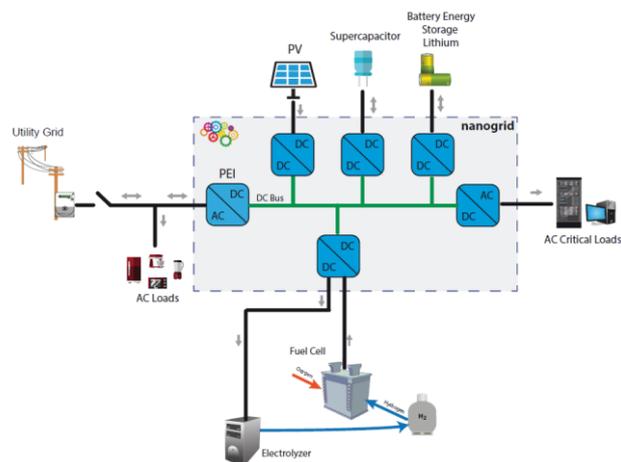


Figura 19 Configurazione NG5

2.6 NG6

La Figura 20 riporta la NG0 con integrato il sistema di accumulo termico, la batteria a ioni di litio ed il supercapacitore per fornire servizio energia e supercapacitore per fornire servizio in potenza:

- Nanogrid NG6: NG0 + accumulo termico+supercapacitore+ batteria a ioni di litio.

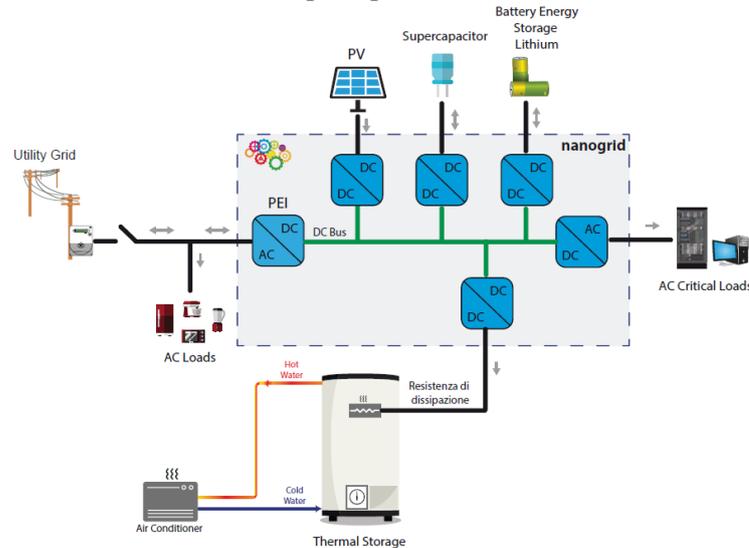


Figura 20 Configurazione NG6

2.7 NG7

Allo stesso modo si è proceduto alla definizione della configurazione integrante l'accumulo idrico. In questo caso si è fatta la distinzione fra il caso che prevede un sistema di valvola che consente di controllare e modulare anche la portata idrica che arriva dalla riserva (Figura 21) ed il caso che non la prevede (Figura 22). La presenza della valvola consente una gestione controllata della produzione da parte della microturbina.

Da qui sono state individuate le seguenti configurazioni da utilizzare come use case per le tecnologie di accumulo non convenzionali quali accumulo termico e idrico:

- I. Nanogrid NG7: NG0 + accumulo idrico+batteria a ioni di litio nelle due varianti 7.1 con valvola e 7.2 senza valvola.

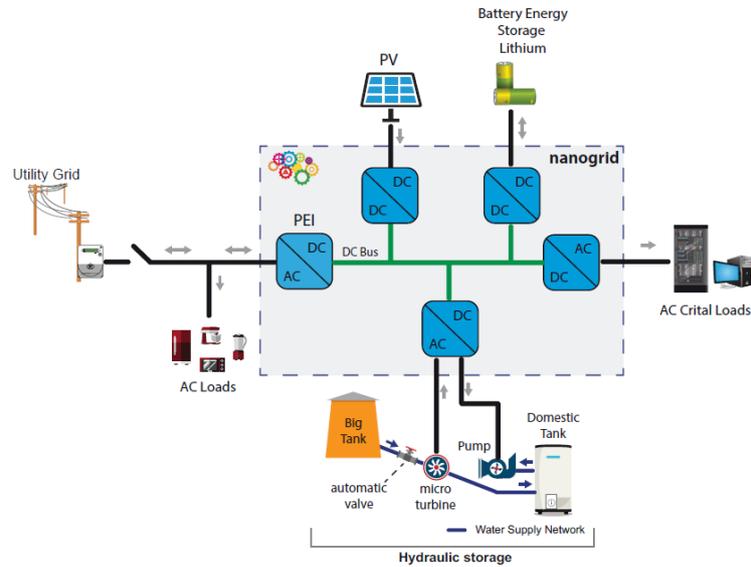


Figura 21 Schema configurazione nanogrid con batteria a ioni di litio e accumulo idrico con valvola– NG7.1

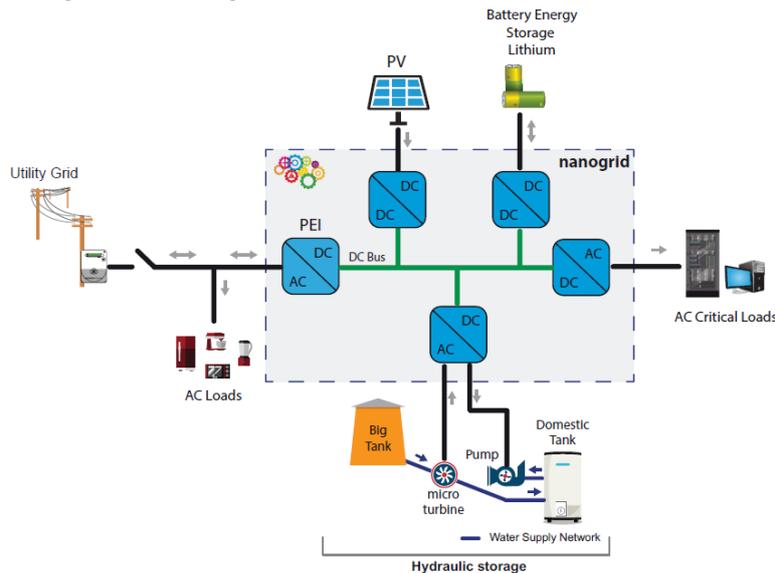


Figura 22 Schema configurazione nanogrid con batteria a ioni di litio e accumulo idrico senza valvola– NG7.2

2.8 NG8

Allo stesso modo si è proceduto alla definizione della configurazione integrante l'accumulo termico. In Figura 23 viene mostrata la configurazione di NG8 presa in esame dove vi è la presenza contemporanea degli accumuli convenzionali litio e l'accumulo non convenzionale a biodiesel oltre al generatore fotovoltaico e carichi critici. In questa particolare configurazione viene effettuata lo stoccaggio di energia elettrica da FER utilizzata per ottenere biodiesel da olio esausto utilizzando un motore a combustione interna (MCI) alimentato con biodiesel.

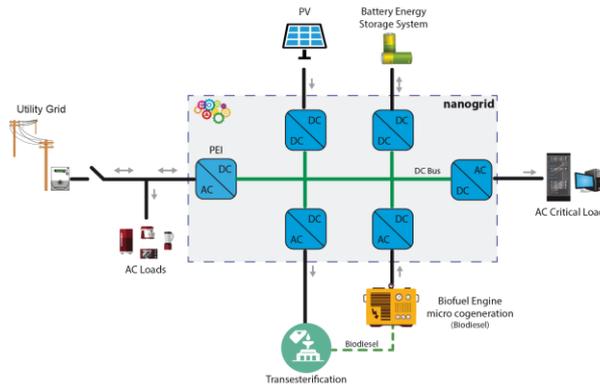


Figura 23 Configurazione NG8

3 SOLUZIONI TOPOLOGICHE DC/DC PER SISTEMI DI ACCUMULO

Nell'ambito del progetto ComESTo l'attenzione è focalizzata sullo studio e l'individuazione di soluzioni architettoniche e tecnologiche della NG per la gestione dei diversi sistemi di accumulo.

In dettaglio, ciascun sistema di accumulo necessita di un opportuno apparato di interfaccia con la nanogrid conforme con la doppia funzionalità di assorbimento dal DC bus e immissione di energia elettrica sul bus di rete. La bidirezionalità, tipica dei sistemi di storage, deve essere opportunamente gestita mediante interfacce e controllori adeguati.

In questo paragrafo vengono analizzate le soluzioni topologiche di convertitori DC/DC di tipo bidirezionale [7-10] applicabili al contesto di interesse del progetto. Nella Figura 24 vengono, sinteticamente, riportate le prestazioni, in termini di rendimento, di diversi apparati bidirezionali in funzione della potenza. Sono state, in particolare, analizzate sia soluzioni circuitali di tipo isolato, sia di tipo non isolato. Le soluzioni prevedono modalità operative di tipo buck e di tipo boost per consentire sia l'abbassamento, sia l'innalzamento del livello di tensione.

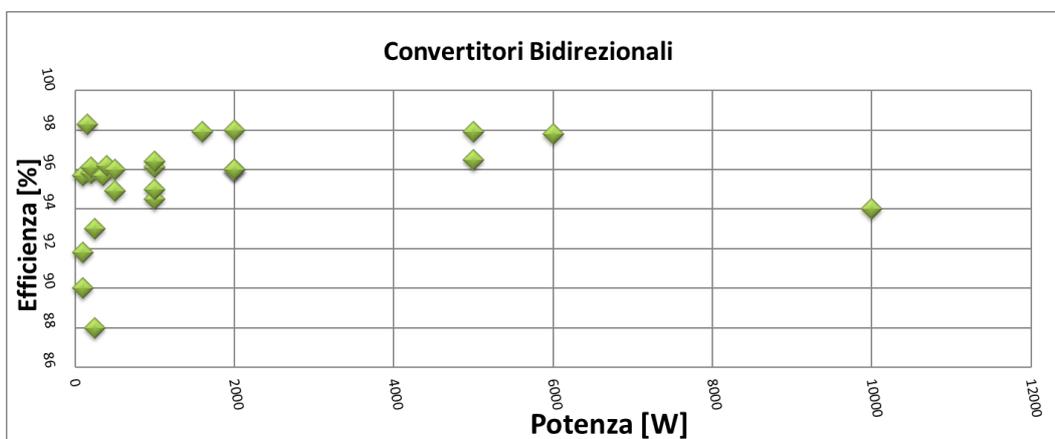


Figura 24 Efficienza dei convertitori bidirezionali in funzione della potenza

In particolare, ciascun sistema di accumulo della nanogrid di progetto presenta specifiche e peculiarità tali per

cui solo alcune delle topologie bidirezionali studiate possono essere utilizzate come soluzioni di interfaccia.

In dettaglio, le attività di ricerca sono concentrate su sistemi di accumulo di tipo convenzionale (batterie a litio, batterie a flusso e superCap) e di tipo non convenzionale (elettrolizzatore Polymer-Electrolyte-Membrane + Cella a combustibile di tipo Polymer-Electrolyte-Membrane, Solid Oxide Fuel Cell, V2G, V2H).

Nel prosieguo del documento si procede, quindi, all'analisi degli apparati di interfaccia per le diverse tecnologie di accumulo con particolare attenzione alle soluzioni presentate in letteratura e, laddove presenti, alle soluzioni di tipo commerciale.

Lo studio preliminare di soluzioni disponibili sul mercato o riportate nella letteratura scientifica di settore ha consentito, per ciascun tipo di accumulo considerato, di conoscere i punti di forza e le criticità delle diverse topologie circuitali applicabili, al fine di identificare, per ciascun caso, quella più promettente.

È stata, quindi, effettuata un'analisi tecnico-economica delle specifiche topologie circuitali individuate. È necessario sottolineare che l'attenzione è stata focalizzata sulla sezione del convertitore costituita dai componenti switching (MOSFET, diodi) e da quelli magnetici (trasformatore High Frequency) che, al di là della specifica soluzione circuitale, sono presenti in tutti i convertitori.

Nel dettaglio, sulla base delle specifiche preliminari di ciascun sistema di storage, sono stati individuati i componenti switching commerciali idonei alla specifica applicazione. Per ciò che concerne la componentistica magnetica, l'analisi e la valutazione è stata difficoltosa giacché i trasformatori vengono, spesso, realizzati ad hoc e risultano, quindi, di difficile reperimento i relativi dati tecnici ed economici. La valutazione economica condotta, e di seguito riportata, per ciascun regolatore considerato è da intendersi come prezzo della mera sezione switching-magnetica del convertitore senza tener conto di eventuali dissipatori e senza considerare economie di scala applicabili in relazione ai volumi di acquisto. Non è stato possibile portare in conto i costi di sviluppo, prototipazione, ingegnerizzazione e industrializzazione degli apparati di conversione a causa dei numerosi e diversi fattori incidenti.

A valle dell'individuazione dei dispositivi elettronici necessari, si è proceduto con l'utilizzo dei dati di tali componenti per lo sviluppo del modello numerico di ciascun convertitore al fine di ottenere una stima delle perdite. Tale procedura ha consentito di pervenire alla valutazione di efficienza del sistema di interesse. Un ulteriore indice di prestazione, calcolato per ciascun convertitore, è rappresentato dal parametro "affidabilità" inteso, dal punto di vista tecnico, come "reliability", ossia come capacità di un sistema/apparato di funzionare secondo una stabilita modalità operativa per un determinato tempo. Le prestazioni affidabilistiche di un sistema di interfaccia, quali quelli che stiamo considerando, possono essere valutate quantitativamente mediante l'indice denominato "Mean Time Between Failure (MTBF)", ossia il tempo medio tra guasti. Tale indice viene stimato mediante modelli di predizione di affidabilità sviluppati in ambito militare o industriale. In dettaglio, il modello adottato ai fini dell'analisi affidabilistica di progetto rappresenta uno standard "de facto" riconosciuto in ambito internazionale. Si tratta del Reliability Prediction Model di estrazione militare denominato "Military Handbook 217F". Il documento descrittivo delle procedure di stima del MTBF di diverse tipologie di componenti elettronici,

secondo il modello MIL-HDBK-217F, è caratterizzato da formule e tabelle che consentono la valutazione quantitativa dei tassi di guasto dei dispositivi e dei sistemi/apparati di interesse.

Nei seguenti paragrafi sono riportati i dettagli dello studio preliminare condotto, le principali soluzioni adottate per ciascun sistema di accumulo sono indicate mediante una rappresentazione di tipo aerogramma. Esso indica, nei diversi casi, le topologie circuitali idonee e l'incidenza percentuale del loro utilizzo nelle applicazioni riportate. La valutazione tecnico-economica di ogni interfaccia è stata riportata mediante tre grafici per ciascuna tipologia di accumulo. In dettaglio, il primo grafico rappresenta le prestazioni dei convertitori in termini di prezzo/rendimento; nel secondo caso, viene riportato il grafico efficienza/affidabilità e, infine, l'andamento prezzo/affidabilità. È bene sottolineare che, per ciascuna topologia circuitale, non è stato progettato un solo convertitore, ma viene proposto un set di convertitori, caratterizzati dalla specifica topologia considerata, al fine di consentire l'identificazione di soluzioni di trade-off tra requisiti tecnici ed aspetti economici. È bene tener presente che, per tutti i convertitori considerati, risulta opportuno che siano implementate soluzioni nelle quali si applichino tecniche hardware e software di tipo "soft switching" atte, non solo al miglioramento delle prestazioni energetiche dell'apparato d'interfaccia, ma anche alla mitigazione delle diverse interferenze condotte e radiate di tipo elettromagnetico. Ulteriori misure per l'attenuazione di tali interferenze possono essere adottate dotando i convertitori di interfaccia di opportuni sistemi di filtraggio realizzati con idonea componentistica elettronica.

Risulta, inoltre, necessario equipaggiare gli apparati d'interfaccia con sistemi hardware e software per la protezione degli stessi convertitori e del DC bus, cui sono connessi, da condizioni di funzionamento anomale, quali over voltage, under voltage, over current, over power e over temperature.

3.1 Configurazioni circuitali per i sistemi di accumulo convenzionale

3.1.1 Configurazioni circuitali per i sistemi di interfaccia SuperCap - Nanogrid

I SuperCap sono dispositivi elettrostatici che vengono realizzati in moduli costituiti da un'opportuna configurazione serie-parallelo degli stessi. La connessione dei SuperCap alla NG di progetto avviene mediante sistemi di interfaccia costituiti da convertitori DC-DC di tipo bidirezionale in grado di assecondare la dinamica tipica di simili apparati di accumulo.

L'analisi delle soluzioni circuitali applicabili ha avuto inizio con lo studio delle soluzioni proposte in letteratura. In dettaglio, numerosi sono i lavori pubblicati che riportano circuiti di conversione e interfacciamento per sistemi multi-accumulo [11-12] come, per esempio, quelli costituiti da batterie a ioni di litio e SuperCap. La letteratura di settore riporta, invece, un limitato numero di topologie circuitali per ciò che concerne le modalità e gli apparati di interfaccia e connessione dei soli SuperCap alla nanogrid [7-8]. Si tratta, in particolare, di convertitori bidirezionali di tipo buck-boost, di tipo Series Resonant Converter (SRC), Dual Half Bridge (DHB) e Dual Active Bridge (DAB). È necessario sottolineare che esigue sono le soluzioni commerciali presenti sul mercato e direttamente acquistabili per la specifica applicazione; più frequente risulta, invece, il caso di aziende di settore che si occupano del design, dell'ingegnerizzazione e della produzione di apparati custom realizzati su

specifica fornita dal committente. Nella Figura 25 viene riportato un aerogramma riepilogativo delle soluzioni circuitali applicabili.

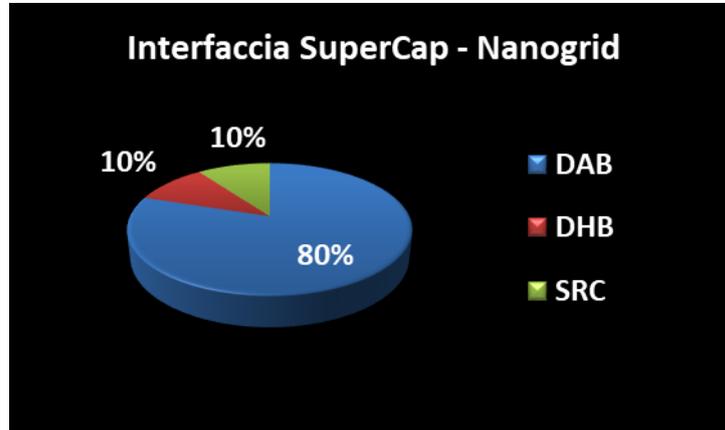


Figura 25 Aerogramma di soluzioni topologiche per l'interfaccia "SuperCap - Nanogrid"

L'analisi preliminare condotta ha consentito di concentrare l'attenzione sul convertitore DAB al fine di ottenere una stima tecnico-economica delle prestazioni nell'ambito del problema di interfacciamento affrontato. In Figura 26 viene riportato lo schema circuitale del convertitore DAB.

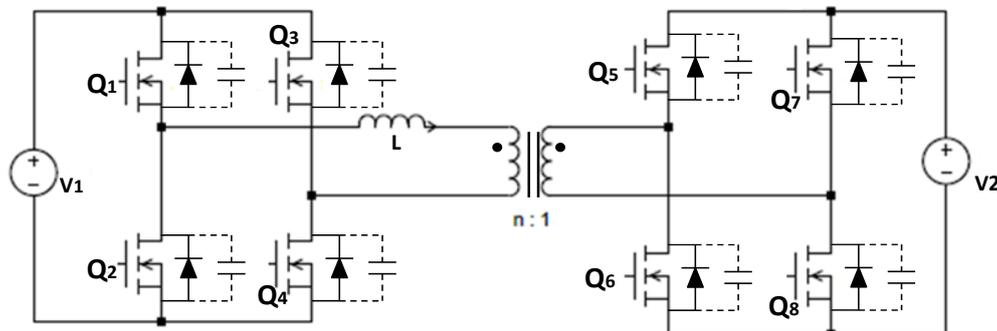
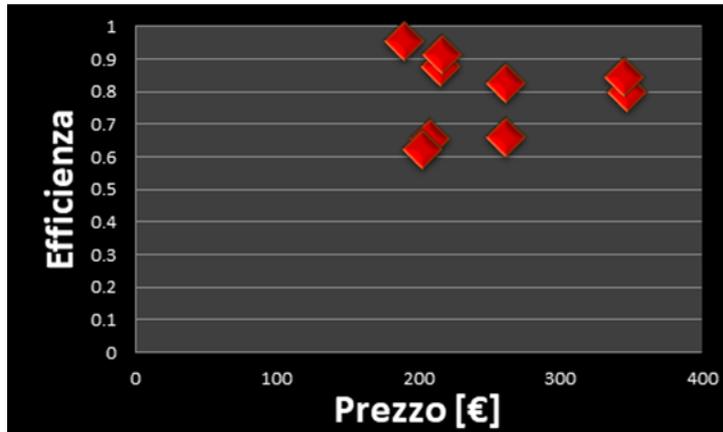


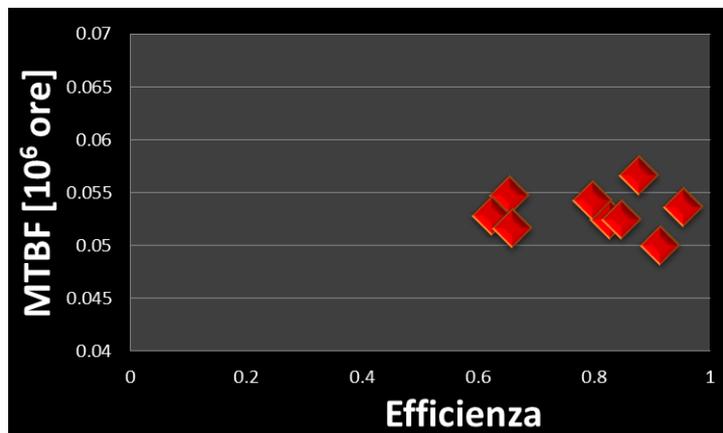
Figura 26 Convertitore DAB

Nelle seguenti figure vengono riportate le prestazioni in termini di efficienza, affidabilità e prezzo della cella switching-magnetica costituita, per il DAB, dai quattro dispositivi MOSFET, disposti a ponte, che si interfacciano ai SuperCap e dai quattro MOSFET, con diversi rates di tensione/corrente, che si interfacciano al DC bus della nanogrid.

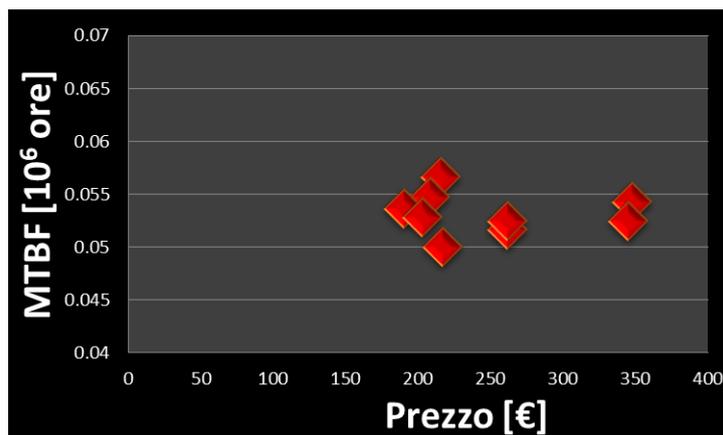
Come precedentemente descritto, a valle dell'identificazione della specifica topologia, avvalendosi di database di componenti commerciali, popolati per la specifica applicazione, sono state valutate le perdite di potenza, l'indice MTBF ed il prezzo di ciascuna soluzione. I risultati ottenuti sono riportati nelle Figura 27a, b e c.



(a)



(b)



(c)

Figura 27 Indici prestazionali di soluzioni topologiche per la connessione “SuperCap - Nanogrid”:
(a)Efficienza/Prezzo; (b) MTBF/Efficienza; (c) MTBF/Prezzo

Si può notare che diverse sono le prestazioni ottenibili in relazione alla componentistica della cella switching-magnetica selezionata.

Nella nanogrid di progetto l'interfaccia SC-nanogrid è stata realizzata mediante convertitore DAB, risultato dell'attività A2.2 (descritto in D2.2).

3.1.2 Configurazioni circuitali per i sistemi di interfaccia Batterie a Litio - Nanogrid

Il significativo abbassamento del prezzo che ha caratterizzato l'accumulo a litio negli ultimi anni lo ha portato a rappresentare una soluzione promettente e competitiva sia nelle applicazioni on grid, sia off-grid. In particolare, nell'ambito delle reti in DC, la connessione delle batterie a litio al bus della nanogrid può avvenire mediante un'interfaccia DC-DC bidirezionale [15-16]. Le topologie maggiormente impiegate sono di tipo Full-Bridge (FB), Dual Half-Bridge (DHB), Synchronous Buck-Boost e DAB, come mostrato nella Figura 28.

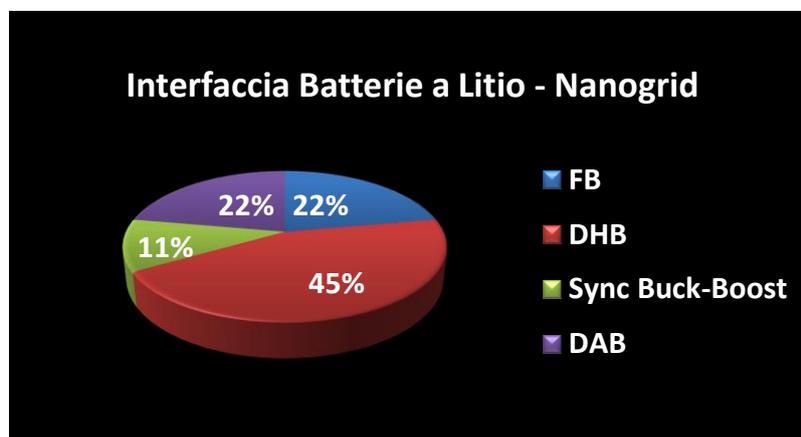


Figura 28 Aerogramma soluzioni topologiche di connessione Batterie a Litio - Nanogrid

È bene sottolineare che, per la conduzione delle attività di progetto, è stato utilizzato un sistema a Litio-Ferro-Fosfato (LiFePO_4) presente nel laboratorio del partner UNICAL. Ogni modulo ha tensione nominale pari a 51,2 V, energia nominale 4,1 kWh, capacità nominale 80 Ah, peso 65 kg. Quattro moduli sono collegati tra loro in serie, così da formare un rack complessivo da 16,4 kWh con una tensione da 204,8 V.

In fase di realizzazione dei prototipi, il partner UNICAL ha optato l'impiego di un'interfaccia di tipo buck-boost bidirezionale a due quadranti con una struttura Half-Bridge ad IGBT con filtro di uscita di tipo LC (Figura 29) per collegare il sistema di storage a LiFePO_4 al DC bus all'interno della nanogrid di progetto.

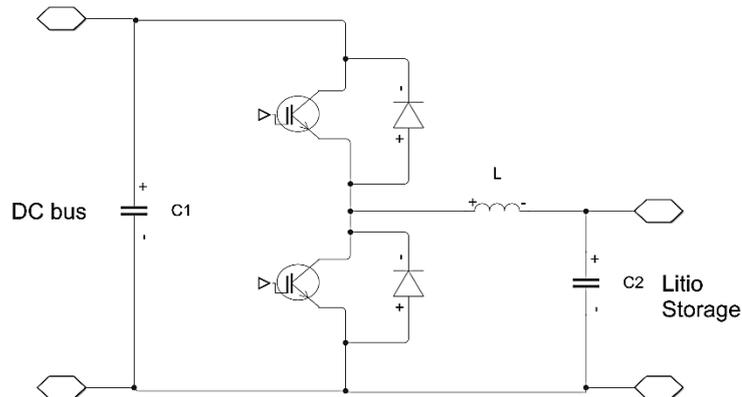


Figura 29 Schema elettrico del convertitore dello storage a LiFePO₄

3.1.3 Configurazioni circuitali per i sistemi di interfaccia Batterie a flusso - Nanogrid

Un ulteriore apparato di storage considerato è rappresentato dalle batterie a flusso (RFB). Ai fini della connessione delle batterie a flusso alla nanogrid di progetto è stato effettuato uno studio preliminare delle soluzioni proposte in letteratura e/o disponibili in commercio.

In dettaglio, la bibliografia di settore riporta le diverse topologie di convertitori DC-DC [17-19] adottate in configurazioni architettoniche confrontabili con quella di interesse del progetto. Tali soluzioni sono sinteticamente riportate mediante il grafico riportato in Figura 30.

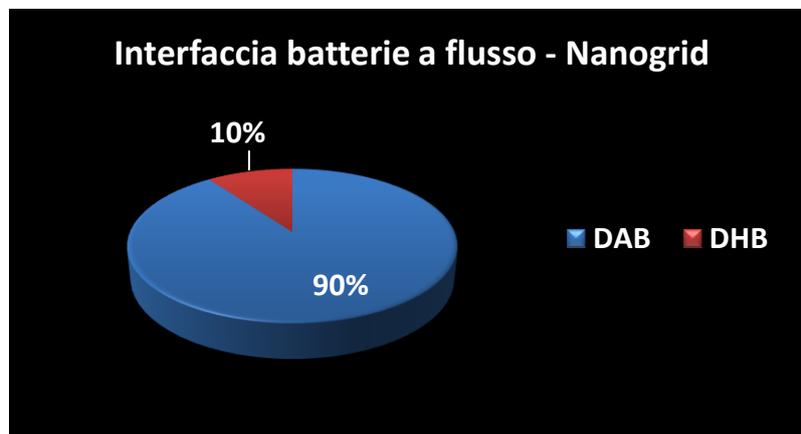


Figura 30 Aerogramma soluzioni topologiche di connessione “Batteria a flusso - Nanogrid”

Le soluzioni di interfaccia proposte in letteratura sono di tipo isolato e si tratta, in dettaglio, di convertitori DHB e DAB. Come risulta evidente dal diagramma riportato, l’interfaccia maggiormente applicata è caratterizzata da un circuito di tipo DAB (Figura 31).

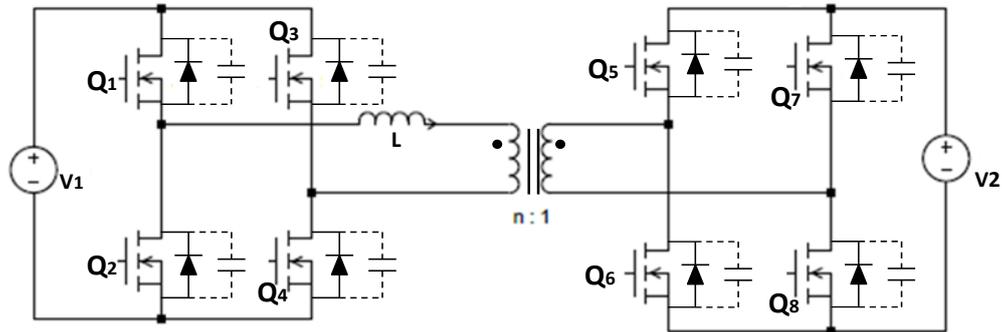


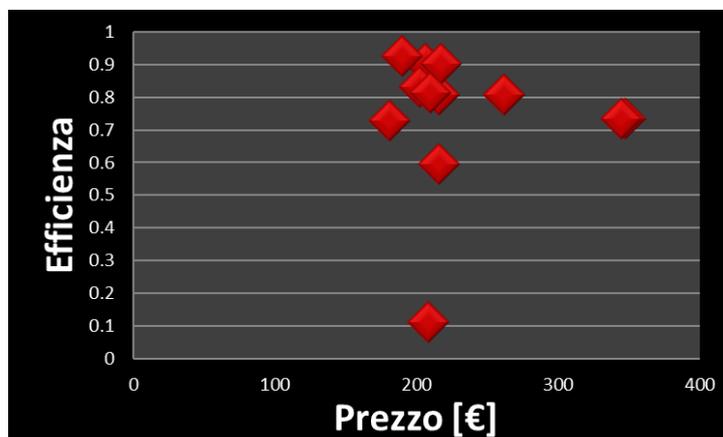
Figura 31 Convertitore DAB

L'operazione di scouting di soluzioni commerciali destinate all'interfacciamento "bidirezionale" di sistemi di accumulo a flusso ha portato all'individuazione di aziende che mettono a disposizione il proprio know how per la progettazione di convertitori "custom", per la specifica applicazione.

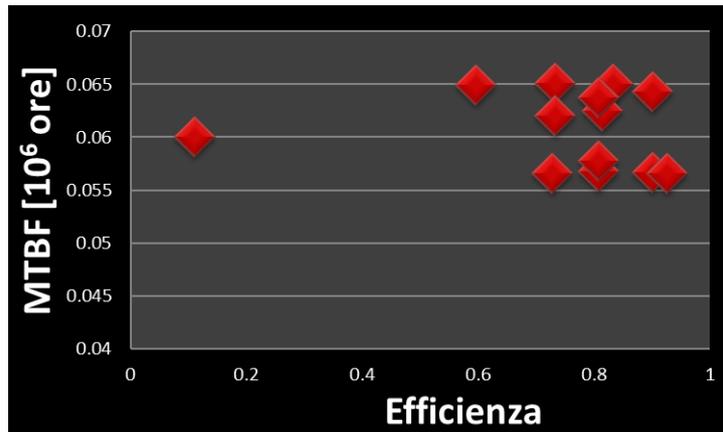
A valle di questo studio preliminare l'attenzione è stata focalizzata sull'analisi tecnico-economica della configurazione topologica di interesse.

Analogamente ai sistemi di accumulo precedentemente considerati sono stati stimati i tre fattori di merito indicativi delle prestazioni dei sistemi di interfaccia utilizzabili.

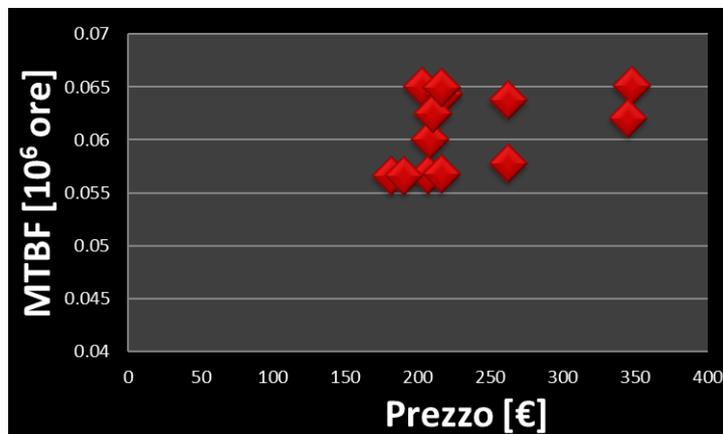
Nelle Figure 32a, b e c vengono riportati i risultati dell'analisi condotta.



(a)



(b)



(c)

Figura 32 Indici prestazionali soluzioni topologiche di connessione “Batterie a flusso - Nanogrid”:
(a)Efficienza/Prezzo; (b) MTBF/Efficienza; (c) MTBF/Prezzo

Nell’ambito delle attività A2.1, è stata effettuata la progettazione, la realizzazione e la caratterizzazione di un convertitore DAB-based di tipo custom per il soddisfacimento delle specifiche tecniche relative al sistema di interfaccia Batteria a flusso-Nanogrid ComEsto (descritto in D2.1).

3.2 Configurazioni circuitali per i sistemi di accumulo non convenzionale

3.2.1 Configurazioni circuitali per i sistemi di accumulo ELETTROLIZZATORE - PEM – Nanogrid

Il sistema di accumulo basato su idrogeno considerato nel progetto fa riferimento ad uno schema costituito da un elettrolizzatore che a partire dall’energia elettrica, prelevata dal DC bus della nanogrid, produce idrogeno. L’idrogeno viene immagazzinato e utilizzato, poi, dalla cella a combustibile per la produzione di energia elettrica da immettere sul DC bus.

L’attenzione viene, quindi, focalizzata, in primis, sul sistema di interfaccia tra il bus e l’ingresso dell’elettrolizzatore e, poi, sul sistema di conversione collegato tra l’uscita della cella a combustibile e il bus della nanogrid. L’approccio seguito è, in entrambi i casi, conforme a quanto descritto e applicato nei precedenti

paragrafi.

ELETTROLIZZATORE

Analogamente ai casi precedenti la fase preliminare ha riguardato lo studio di soluzioni proposte nella letteratura specifica di settore [20-22] al fine di individuare, tra tutte le possibili topologie adottabili, una soluzione promettente da investigare ulteriormente. I risultati di tale studio sono schematicamente riportati l'aerogramma di Figura 33. Si tratta di soluzioni unidirezionali. I convertitori considerati sono di tipo isolato e non isolato. La topologia di tipo isolato maggiormente utilizzata è rappresentata dal circuito di tipo Half Bridge (HB) (Figura 34). È bene sottolineare che l'assenza totale sul mercato di interfacce commerciali per sistemi di questo tipo richiede una progettazione di convertitori custom per la specifica applicazione.

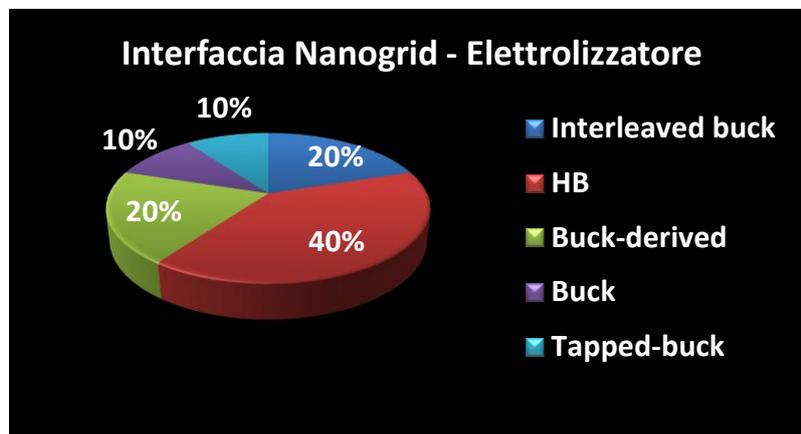


Figura 33 Aerogramma soluzioni topologiche di connessione Nanogrid - Elettrolizzatore

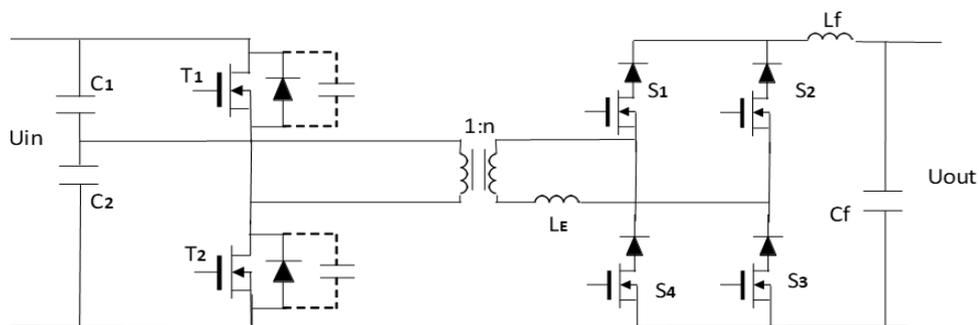
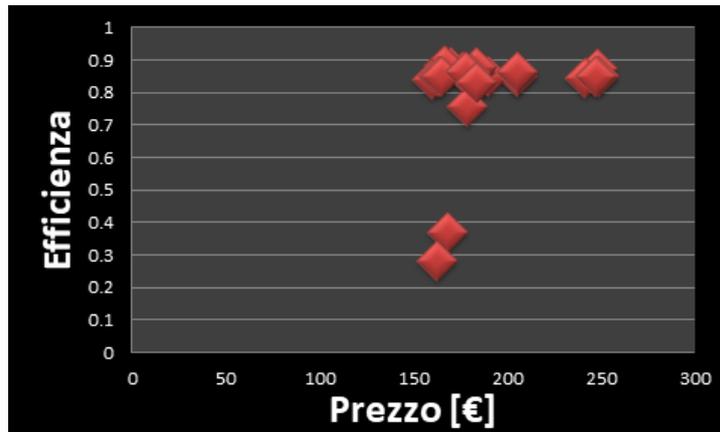


Figura 34 Convertitore Half Bridge Isolato

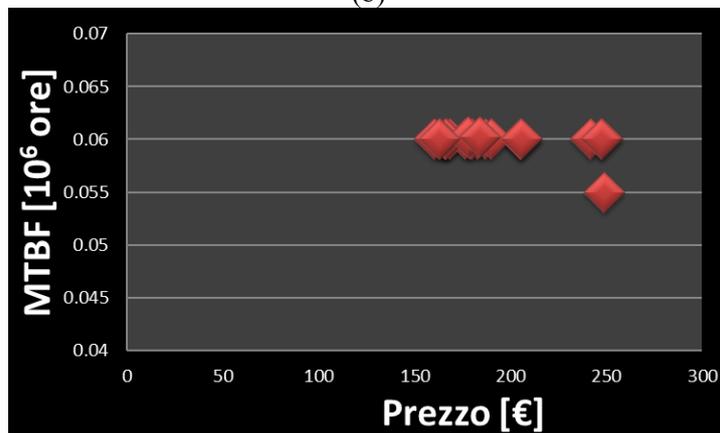
Le prestazioni conseguibili mediante la topologia Half Bridge Isolato nel contesto di interesse sono riportate mediante i tre grafici di Figura 35.



(a)



(b)



(c)

Figura 35 Indici prestazionali soluzioni topologiche di connessione “Nanogrid - Elettrolizzatore”:

(a) Efficienza/Prezzo; (b) MTBF/Efficienza; (c) MTBF/Prezzo

Si può osservare che diverse sono i livelli prestazionali ottenibili con soluzioni di tipo custom.

In alternativa, per specifici range di tensioni operative del convertitore si potrebbe optare anche per una soluzione non isolata di tipo “buck-based”.

CELLA A COMBUSTIBILE

Le attività di ricerca hanno avuto seguito concentrando l'attenzione sulla sezione cella a combustibile Proton Exchange Membrane (PEM) del sistema ad idrogeno. Nella Figura 36 viene riportato l'aerogramma delle soluzioni applicate in letteratura [23-31]. Si può notare che risultano presenti sia topologie di tipo isolato, sia non isolato. In particolare, risultano ex equo il circuito non isolato di tipo boost ed il Phase Shifted FB isolato. Date le specifiche e lo scenario di interesse, la soluzione di tipo isolato sembra degna di ulteriori investigazioni.

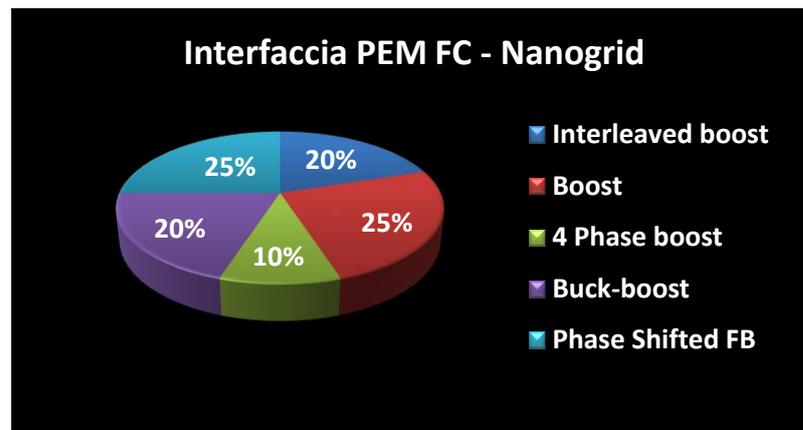


Figura 36 Aerogramma rappresentante le soluzioni topologiche di connessione “CELLA a COMBUSTIBILE - Nanogrid”

Il circuito di interesse è riportato in Figura 37.

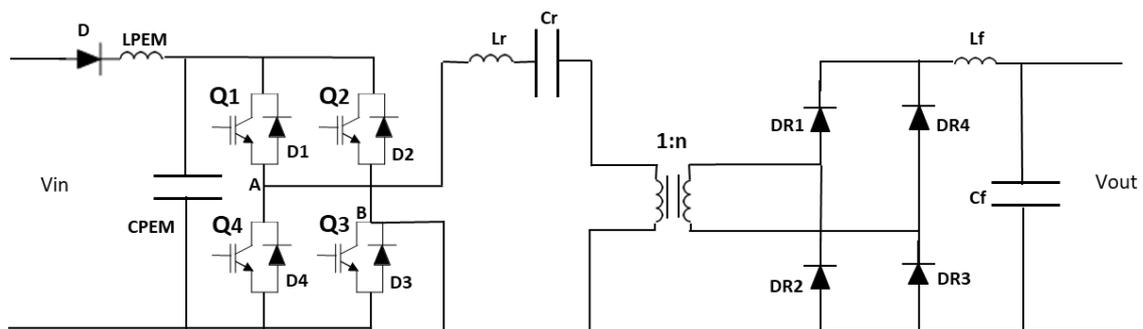
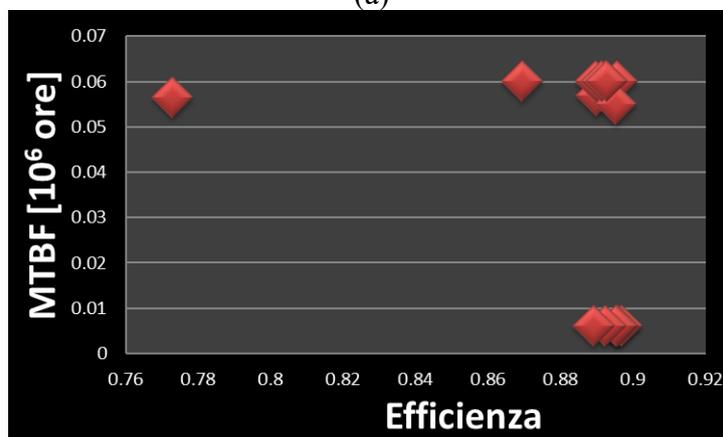


Figura 37 Circuito Phase Shifted FB

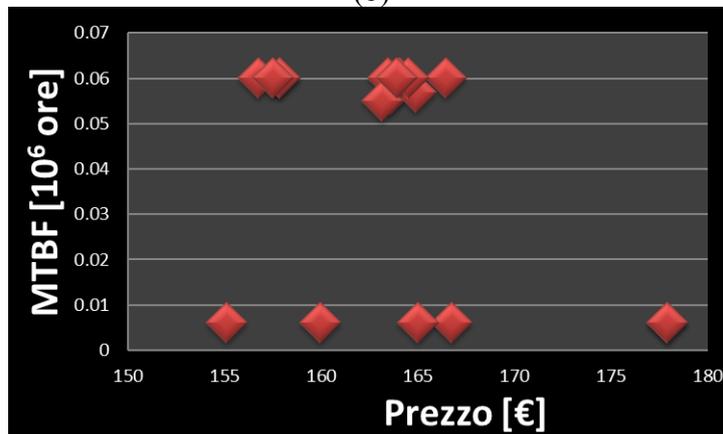
Gli indici prestazionali caratterizzanti la topologia identificata sono riportati nella Figura 38.



(a)



(b)



(c)

Figura 38 Indici prestazionali soluzioni topologiche di connessione “CELLA a COMBUSTIBILE - Nanogrid”: (a) Efficienza/Prezzo; (b) MTBF/Efficienza; (c) MTBF/Prezzo

Si può osservare che diversi sono i livelli prestazionali ottenibili con soluzioni di tipo custom.

In alternativa, per specifici range di tensioni operative del convertitore, si potrebbe optare anche per una soluzione non isolata di tipo “boost”.

In fase di realizzazione dei prototipi, il partner UNICAL ha sviluppato una soluzione di nanogrid “flessibile” caratterizzata dalla possibilità di collegare i sistemi di accumulo ad un bus a 100 V o, in alternativa, al bus a

400 V della NG.

In dettaglio, UNICAL ha optato per la connessione del sistema di storage ad idrogeno al bus mediante convertitori non isolati di tipo buck (per l'elettrolizzatore) e boost (per la cella a combustibile), assicurando l'isolamento galvanico mediante lo stadio successivo di conversione di tipo DAB.

3.2.2 Configurazioni circuitali per i sistemi di interfaccia SOFC - Nanogrid

Le Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) sono celle a combustibile caratterizzate da alta densità di potenza, assenza di rumore e da una struttura modulare. Lo studio delle soluzioni topologiche per la realizzazione dell'interfaccia di connessione [32-34] al DC bus della nanogrid è stato effettuato analogamente agli altri sistemi di accumulo. L'aerogramma, soluzione circuitale e indici prestazionali sono riportati nella Figura 39.

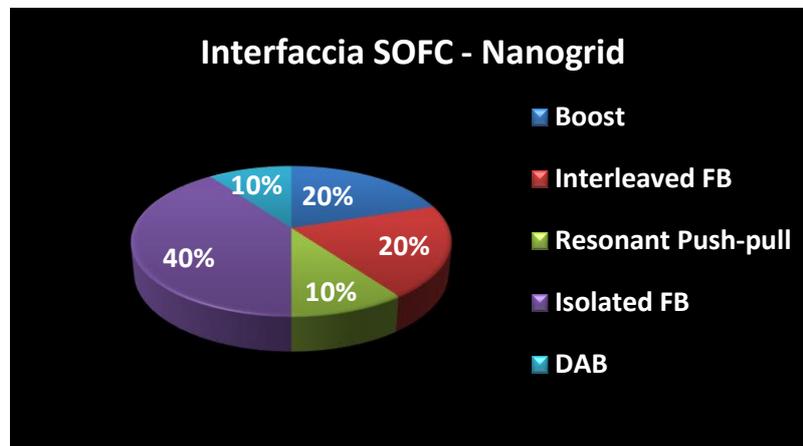
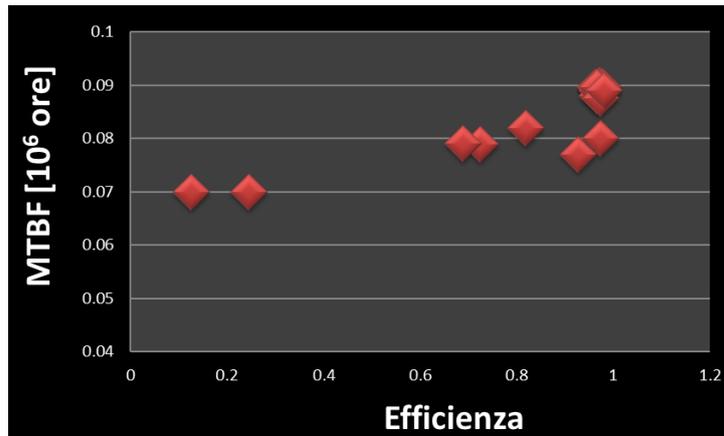


Figura 39 Aerogramma soluzioni topologiche di connessione SOFC - Nanogrid

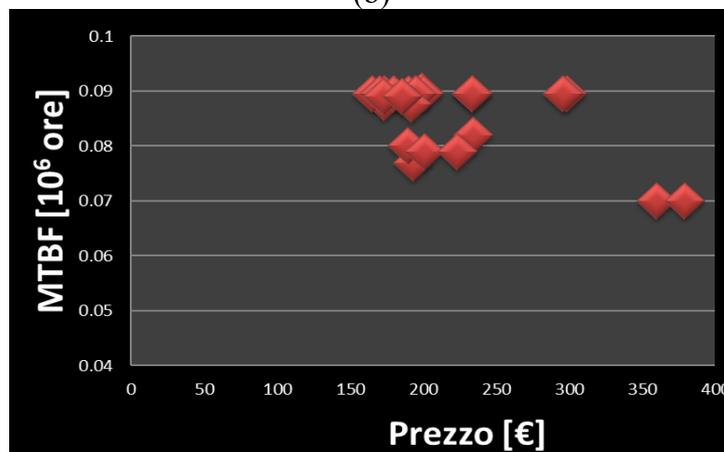
La soluzione identificata è rappresentata da un Isolated Bidirectional FB la cui topologia riproduce quella del convertitore DAB, riportata Figura 29. Nel seguito viene riportata la valutazione degli indici prestazionali per la cella switching-magnetica del convertitore di interesse (Figura 40).



(a)



(b)



(c)

Figura 40 Indici prestazionali soluzioni topologiche di connessione “SOFC - Nanogrid”: (a) Efficienza/Prezzo; (b) MTBF/Efficienza; (c) MTBF/Prezzo

È necessario sottolineare che, anche nel caso della cella SOFC, non è stato possibile identificare, al momento, soluzioni commerciali concernenti i sistemi di interfaccia verso il DC bus. A ciò bisogna aggiungere che l’apparato considerato può funzionare, oltre che come cella, anche come elettrolizzatore. Un’ulteriore soluzione per interfacciare un simile sistema al DC bus della nanogrid, per entrambi i tipi di funzionamento, è rappresentata dal convertitore DAB, già considerato in precedenza.

3.2.3 Configurazioni circuitali per i sistemi di interfaccia V2G – Nanogrid

Quest’ultima sezione dei sistemi di accumulo è dedicata ad una tecnologia emergente ed in fase di commercializzazione. Si tratta del Vehicle To Grid (V2G), ossia di una configurazione energetica basata sull’utilizzo delle batterie delle auto elettriche non solo ai fini della mobilità elettrica, ma anche come sistema di storage in grado di far fronte a specifiche esigenze e tempistiche della rete elettrica [35-36].

Allo stato attuale alcune case automobilistiche stanno cominciando a commercializzare le prime auto adatte al paradigma V2G. Si stanno, inoltre, installando anche opportune stazioni di ricarica, dotate di sistemi di conversione per l’immissione (assorbimento) dell’energia sulla (dalla) rete nazionale. Nella Figura 41 vengono

riportate le soluzioni di interfaccia utilizzabili [37].

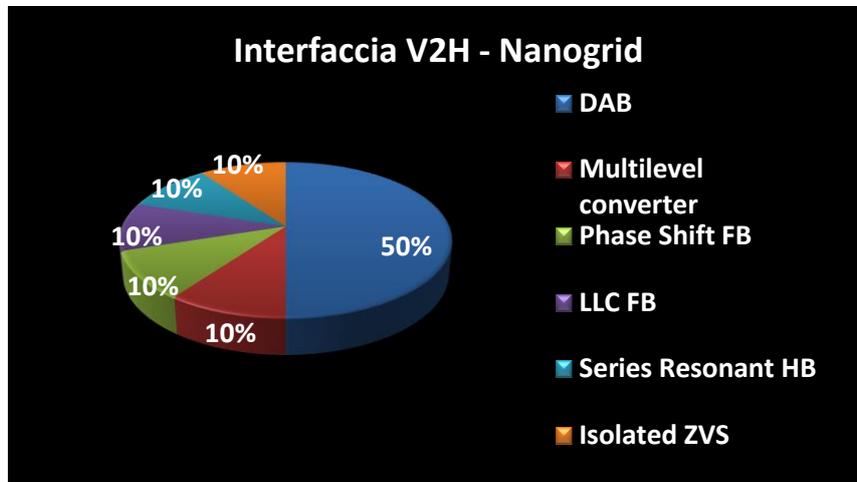
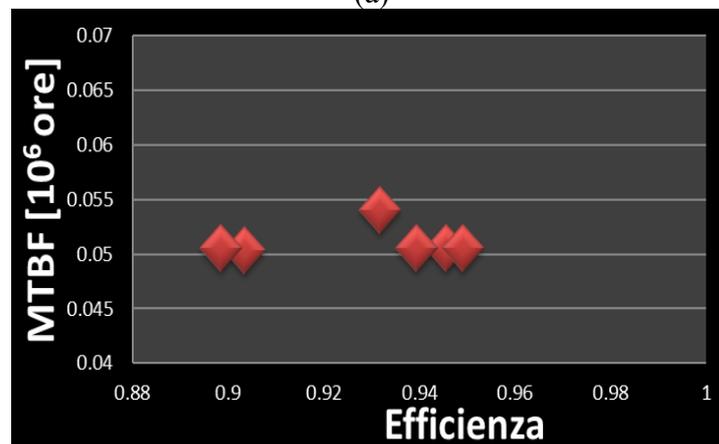


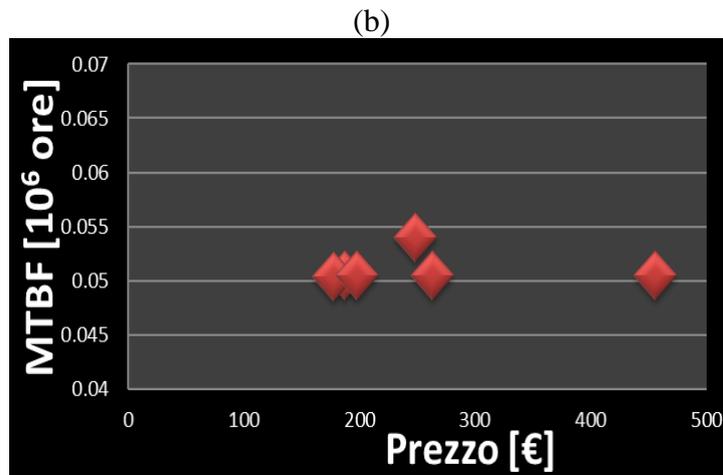
Figura 41 Aerogramma soluzioni topologiche di connessione “V2H - Nanogrid”

Il convertitore DAB risulta promettente anche in quest’ultima applicazione e i relativi indici prestazionali sono, di seguito, riportati (Figura 42).



(a)





(c)

Figura 42 Indici prestazionali soluzioni topologiche di connessione “V2H - Nanogrid”: (a) Efficienza/Prezzo; (b) MTBF/Efficienza; (c) MTBF/Prezzo

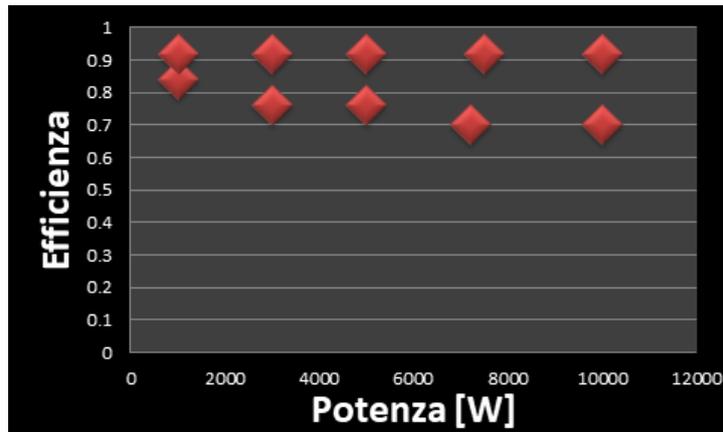
3.3 Contributo all’individuazione di soluzioni topologiche DC/AC per carichi AC connessi alla Nanogrid

Nell’ambito del progetto l’attenzione viene focalizzata anche sui sistemi di conversione DC/AC da utilizzare come interfacce tra il DC bus della nanogrid ed i carichi AC presenti.

Si tratta, in questo caso, di sistemi di tipo commerciale, i cui dati, riportati nei seguenti grafici, sono stati forniti dai rispettivi costruttori. In riferimento alla valutazione economica è bene specificare che si tratta del prezzo del prodotto “finito” e disponibile su mercato, al netto dell’IVA vigente (si veda Figura 43).



(a)



(b)

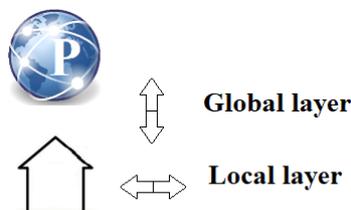
Figura 43 Indici prestazionali soluzioni commerciali di connessione “Nanogrid - Carichi AC”: (a) Efficienza/Prezzo; (b) MTBF/Efficienza; (c) MTBF/Prezzo

4 SISTEMA DI COMUNICAZIONE NANOGGRID2PLATFORM

Nell'ambito del progetto Comesto si rende necessaria una rete di comunicazione che consenta ai membri della comunità Comesto di scambiare dati ed informazioni tra loro, anche in tempo reale e anche al di fuori della stessa comunità, in modo robusto ed affidabile.



a)



b)

Figura 44 Attori principali della comunità Comesto

A titolo esemplificativo ma non esaustivo, la Figura 44 illustra alcuni dei principali attori della comunità Comesto e ciò consente di specificare con maggiore chiarezza a quale rete di comunicazione il presente

documento riferisce. Al centro della figura è raffigurata la piattaforma Comesto; la piattaforma è il centro stella della comunicazione della comunità Comesto in generale ed è realizzata con tecnologie solitamente dette cloud-based. A questa piattaforma puntano utenze residenziali, impianti di sola generazione o accumulo e direttamente connessi alla rete elettrica di distribuzione, i gestori delle reti elettriche di distribuzione e trasmissione per la richiesta di servizi ancillari.

4.1 I livelli della rete di comunicazione di Comesto

La rete di comunicazione della *comunità Comesto* si articola su due livelli: livello locale e livello globale [38]. Ai fini di questo documento e conformante a quanto riportato nel deliverable dell'attività A5.2 dell'obiettivo realizzativo OR5 del progetto Comesto, è definito livello locale, o anche *local layer*, lo scambio di informazioni all'interno del perimetro di uno stesso attore/membro della *comunità Comesto*; ad esempio, lo scambio di informazioni e dati all'interno di una abitazione di un membro della *comunità Comesto* è uno scambio a livello locale. Lo stesso vale per lo scambio di informazioni e dati all'interno del sistema di generazione da fonte solare o eolica quando direttamente connesso alla rete elettrica di distribuzione, oppure all'interno di un sistema di accumulo di energia nella forma di idrogeno quando direttamente collegato alla rete elettrica di distribuzione. È definito livello globale, o *global layer*, lo scambio di informazioni tra un qualsiasi membro della *comunità Comesto* e la *piattaforma Comesto*, come mostrato in Figura 45c. Il contenuto del presente documento riferisce, solo ed esclusivamente, alla comunicazione a livello locale; il tema della comunicazione a livello globale è oggetto delle attività dell'obiettivo realizzativo OR5.

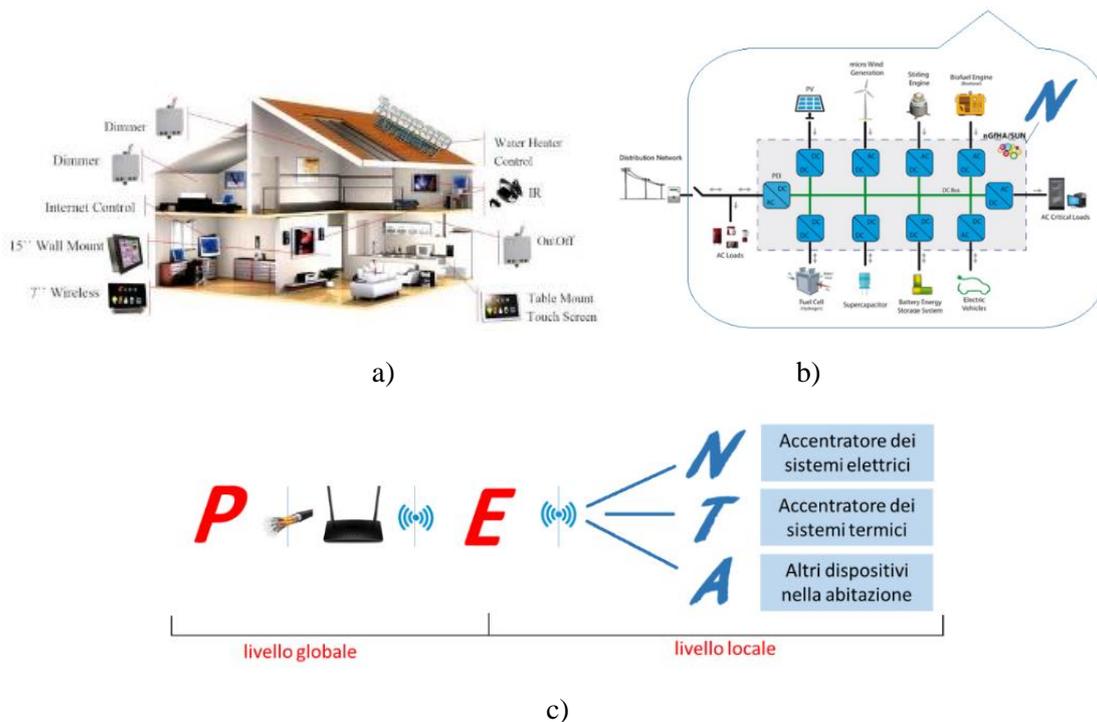


Figura 45 Scambio di informazioni tra i membri della comunità Comesto

4.2 La rete di comunicazione nelle utenze residenziali

Come mostrato in Figura 45a, i membri della *comunità Comesto* includono utenze residenziali e sistemi di generazione/accumulo direttamente connesse alla rete di distribuzione. Le utenze residenziali sono un tassello molto importante della *comunità Comesto* così come del progetto Comesto in generale; il progetto stesso ruota intorno a diversi punti tra cui la realizzazione, sperimentazione e validazione di un sistema ibrido, detto nanogrid, per utenze singole di potenza non superiore a 5kW o 100kW, tipicamente abitazioni civili residenziali. Quindi è possibile affermare che all'interno di ciascuna abitazione residenziale della comunità Comesto esiste una nanogrid il cui perimetro di lavoro si estende fino ad includere l'intero sistema energetico residenziale.

4.2.1 Descrizione del contesto di lavoro

Una nanogrid si compone principalmente di convertitori elettronici per come illustrato in Figura 45b; in generale, ogni convertitore elettronico funge da interfaccia per un sistema di generazione locale, di accumulo locale o di consumo locale. In tal modo la nanogrid assicura l'ottimizzazione del sistema energetico residenziale. La nanogrid si propone, quindi, come operatore dell'ottimizzazione del funzionamento congiunto di molteplici tecnologie di generazione, accumulo e consumo; allo stesso tempo, la nanogrid si propone come gestore della comunicazione di queste molteplici tecnologie. I confini della nanogrid e dall'utenza residenziale nel suo complesso non coincidono; all'interno della abitazione esistono dispositivi che non sono coordinati dalla nanogrid come, ad esempio, i sistemi di generazione ed accumulo termici (es. boiler), i dispositivi di misura intelligente come gli smart meters, altri dispositivi di monitoraggio/controllo che non rientrano nell'ambito né del sistema energetico elettrico né del sistema energetico termico. La Figura 45c riassume in forma grafica il contesto di lavoro; in particolare, la lettera N indica la nanogrid cioè l'accentratore del sistema energetico elettrico locale, la lettera T indica l'accentratore del sistema energetico termico locale, la lettera A indica altri tutti i restanti dispositivi dell'abitazione che non appartengono né all'insieme N né all'insieme T. La tripla N-T-A illustrata in Figura 45c opera correttamente in virtù di informazioni che devono essere scambiate localmente o globalmente. Ad esempio, la necessità di dover scambiare informazioni a livello locale appare quando lo smart meter che interroga il meter fiscale rileva un abbassamento della soglia di prelievo/immissione imposto dal DSO. Questa informazione deve essere necessariamente scambiata a livello locale con la nanogrid la quale, considerato che l'eccesso di generazione elettrica in atto e la piena carica dei sistemi di accumulo, non potendo immettere energia elettrica in rete richiedere all'accentratore T l'accensione di un boiler elettrico come azione di bilanciamento delle potenze. La necessità di dover scambiare informazioni a livello globale è insita nel concetto stesso di comunità; la abitazione in esame partecipa alla *comunità Comesto*, pertanto, è evidente che il funzionamento dei sistemi locali dipenda anche da variabili che non appartengono al contesto locale ma comunitario. Ciò detto, è necessario creare una rete di comunicazione a livello locale, scegliendo opportunamente struttura, tecnologia e protocolli.

4.2.2 La struttura della rete di comunicazione a livello locale

Per la rete di comunicazione a livello locale da applicare all'interno di utenza residenziale è stata scelta la tipologia *rete a stella* dove il centro stella funge anche da un unico punto di comunicazione con la *piattaforma Comesto*. Di seguito si elencano i principali presupposti che sono alla base della scelta di una rete a stella. I tre elementi N, T ed A di Figura 45c, in generale: non sono prodotti già in commercio; saranno prodotti nella forma prototipale; saranno prodotti nella forma concettuale; potranno essere prodotti su larga scala ma successivamente il termine del progetto Comesto; non impongono una specifica tecnologia di comunicazione; non impongono uno specifico protocollo di comunicazione. Ed ancora: devono poter scambiare dati ed informazioni tra loro; devono poter scambiare dati ed informazioni con la *piattaforma Comesto*; devono poter scambiare dati ed informazioni in quantità variabili; non necessitano di accesso a Internet; non necessitano di risorse di calcolo distribuite. In aggiunta, la comunicazione a livello globale include funzionalità (es. cyber security e privacy) che richiedono protocolli di alto livello e possono richiedere frequenti aggiornamenti.

Stante i punti sopra elencati, una rete di comunicazione a stella è una rete pienamente indicata e conveniente. Come conseguenza, ai tre elementi N, T ed A si aggiunge un ulteriore elemento che funge da gestore della comunicazione a livello locale e intermediario per la comunicazione a livello globale. Questo ulteriore elemento è riportato in Figura 45c con la lettera E ed è il miglioramento e l'evoluzione di un dispositivo nominato *Eugenio* già esistente e commercializzato da uno dei partner del gruppo di lavoro. In accordo ad una ben nota concezione informatica, è possibile affermare che il dispositivo E funge da server per i clients N, T ed A all'interno della abitazione ed E funge da client verso il server *Piattaforma Comesto* all'interno della stessa comunità.

4.2.3 Gli svantaggi della rete di comunicazione a stella

Fatti salvi gli svantaggi teorici delle reti aventi struttura a stella, nel caso pratico di una utenza residenziale della *comunità Comesto* lo svantaggio principale è che un guasto al dispositivo E comporta l'isolamento dell'utenza dalla comunità.

4.2.4 I vantaggi della rete di comunicazione a stella

Fatti salvi i vantaggi teorici delle reti aventi struttura a stella, nel caso pratico di una utenza residenziale della *comunità Comesto* il vantaggio principale è che l'onere della comunicazione a livello globale è a carico del solo dispositivo E. In riferimento a ciò, è importante ricordare che il progetto Comesto punta al sistema 5G per la comunicazione globale ad al protocollo IEC61850 per le comunicazioni con il DSO.

4.3 La tecnologia per la rete di comunicazione a livello locale

Per la rete di comunicazione a livello locale all'interno di una utenza residenziale è stato scelto di adottare la tecnologia wireless invece che wired [39 - 40]; i presupposti a tale scelta sono illustrati di seguito.

4.3.1 Presupposti per la scelta della tecnologia: wired o wireless

I tre elementi N, T ed A di Figura 45c, in generale:

- non sono prodotti già in commercio
- devono poter scambiare dati ed informazioni con il solo dispositivo E

- la frequenza e la quantità di dati scambiati tra N-T-A ed E è assai variabile
- la frequenza e la quantità di dati scambiati tra A ed E può essere assai elevata
- la priorità dei dati scambiati tra N-T-A ed E è assai variabile
- la priorità dei dati scambiati tra N ed E può essere assai elevata
- il livello di protezione dei dati scambiati è medio-alto

ed inoltre

- il numero complessivo di **dispositivi** del tipo N è 1
- il numero complessivo di **dispositivi** del tipo T è 1
- il numero complessivo di **dispositivi** del tipo A è ≤ 10

4.3.2 Griglia di valutazione per la scelta della tecnologia: wired o wireless

Tenuto conto dei presupposti sopra elencati, in una prima istanza sia la tecnologia wired che la tecnologia wireless si mostravano pienamente e parimente adeguate all'applicazione. Da un lato, le attuali tecnologie per la comunicazione wireless, ampiamente riconosciute come affidabili, efficienti ed economiche, primeggiavano per flessibilità e facilità di installazione ed espansione. Dall'altro lato, le attuali tecnologie wired, anch'esse ampiamente riconosciute come affidabili, efficienti ed economiche, primeggiavano per robustezza e velocità di trasmissione.

Al fine di giungere a una scelta che mostrasse il miglior trade-off tra vantaggi e svantaggi delle due tecnologie è stata predisposta una griglia di valutazione (vedi Tabella 2) con 21 punti di domanda; tenuto conto dello stato dell'arte e dell'esperienza maturata da ciascun membro del gruppo di lavoro, per ogni punto di domanda è stato espresso un giudizio positivo ✓ o negativo ✗ ed è stata anche indicata la rilevanza (bassa, media, alta) dello stesso punto di domanda per l'applicazione in esame. Assegnando ai giudizi il valore 0 o 1 (0 negativo, 1 positivo) e alla rilevanza il valore 0.2, 0.5 o 1 (0.2 bassa, 0.5 media, 1 alta) è stato così determinato un punteggio pari a 11.9 per la tecnologia wired e 15.2 per la tecnologia wireless. Dunque, la tecnologia che mostra il miglior trade-off tra vantaggi e svantaggi è la tecnologia wireless che, conseguentemente, è stata scelta per realizzare la rete di comunicazione a livello locale all'interno di una utenza residenziale.

Tabella 2 Griglia di valutazione wired-wireless

		Wired	Wireless	Rilevanza
1	Potenza necessaria agli apparati per la comunicazione	✓	✗	bassa
2	Facilità di progettazione	✓	✓	media
3	Facilità di installazione	✗	✓	media
4	Facilità di manutenzione	✗	✓	media
5	Facilità di espansione	✗	✓	media
6	Possibilità di connessione 1:1	✓	✓	alta
7	Possibilità di connessione 1:n	✗	✓	bassa
8	Data rate costante e stabile	✓	✓	alta
9	Ampiezza di banda	✓	✓	alta
10	Indoneità per ambiente domestico	✓	✓	alta

11	Raggio di copertura	✓	✗	bassa
12	Possibilità di estendere la copertura	✓	✓	-
13	Compatibilità con dispositivi mobili e smartphone	✗	✓	media
14	Protezione contro danni per opere murarie, fuoco allagamenti, etc	✗	✓	alta
15	Protezione contro cambiamenti degli spazi e degli arredi	✗	✓	media
16	Protezione contro temperatura e umidità	✓	✓	alta
17	Pericolo per le persone	✓	✓	alta
18	Idoneità alla trasmissione di suoni	✓	✓	alta
19	Idoneità alla trasmissione di video	✓	✓	alta
20	Idoneità al controllo remoto	✓	✓	alta
21	Idoneità al monitoraggio	✓	✓	alta

4.3.3 Presupposti per la scelta di quale tecnologia wireless

Per la rete di comunicazione wireless a livello locale all'interno di una utenza residenziale è stato scelto di adottare la tecnologia Wi-Fi [41]; i presupposti a tale scelta sono illustrati di seguito. I tre elementi N, T ed A di Figura 45c, in generale: non sono prodotti già in commercio, devono poter scambiare dati ed informazioni con il solo dispositivo E, sono in numero molto limitato ($N=1$, $T=1$, $A \leq 10$). Inoltre il raggio di copertura è inferiore ai 300 metri ma deve poter essere facilmente esteso, il livello di protezione dei dati scambiati è medio-alto, la protezione contro le interferenze deve essere elevata, non serve condividere un accesso alla rete Internet, il costo dell'hardware di comunicazione (microcontrollore, RAM, antenna, etc) ha scarsa rilevanza, non esiste alcuna esigenza particolare che condizioni univocamente la scelta verso una specifica tecnologia wireless oppure che escluda a priori alcune tecnologie wireless, sarebbe opportuno escludere tecnologie wireless ancora non mature o in fase di testing, tecnologie sperimentali, tecnologie poco diffuse nel mercato attuale a meno che non presentino peculiarità eccellenti per il caso in esame. Per finire il gruppo di lavoro ha molta esperienza su ben quattro tecnologie wireless, ampiamente diffuse e note; esse sono: bluetooth, Wi-Fi, ZigBee e Z-Wave. Per l'applicazione in esame, le quattro tecnologie wireless Bluetooth, Wi-Fi, ZigBee e Z-Wave sono tutte ben note e ampiamente diffuse, alcune sono tecnologie storiche ma comunque tuttora valide, sono riconosciute essere affidabili, economiche, flessibili, robuste e veloci. Inoltre, per l'applicazione in esame, non è nota una tecnologia, diversa da queste quattro tecnologie, che abbia caratteristiche tali per cui la sua adozione possa restituire un elevato valore aggiunto. Detto ciò, la scelta della tecnologia wireless per la realizzazione della rete di comunicazione all'interno di una utenza residenziale della *comunità Comesto* ha considerato le sole tecnologie Bluetooth, Wi-Fi, ZigBee e Z-Wave di seguito brevemente descritte.

4.3.4 La tecnologia Bluetooth

La tecnologia Bluetooth è tra le più vecchie tecnologie per reti wireless; fu creata per trasferire dati tra dispositivi in stretta prossimità tra loro. Il dispositivo trasmettitore/ricevitore utilizza onde radio a corto raggio, pertanto, il consumo di energia per il trasferimento di dati è assai contenuto. Questa tecnologia è ancora fortemente in uso soprattutto nella telefonia mobile e nei dispositivi audio. Il vantaggio principale è il basso

consumo di energia, lo svantaggio principale è il corto raggio di impiego (10 metri).

4.3.5 La tecnologia Wi-Fi

La Wireless Fidelity (Wi-Fi - IEEE 802.11) è la più nota e diffusa tecnologia per la creazione di reti locali wireless in generale e in ambito domestico residenziale in particolare; è adottata anche dalla telefonia mobile e tablet, opera in due bande, 2.4GHz e 5GHz, che non sono soggette a licenza. Al vantaggio del contenimento dei costi dovuto all'uso di bande *free-of-charge* o *unlicensed* si contrappone lo svantaggio di possibili interferenze con altri dispositivi che condividono le stesse bande (es dispositivi Bluetooth). In caso di interferenze, una soluzione immediata e senza costi aggiuntivi è spostare la comunicazione dei dispositivi Wi-Fi dalla banda 2.4GHz alla banda 5 GHz così da beneficiare anche di un maggior numero di canali, da 14 a 64 canali. Gran parte dei router attualmente in commercio sono dual-band e gestiscono la scelta tra 2.4GHz e 5GHz automaticamente. Purtroppo, il raggio di copertura della banda 5GHz è molto ridotto rispetto al raggio della banda 2.4GHz, pertanto, è verosimile la necessità di adottare ripetitori o range-extender. Le esperienze del gruppo di lavoro circa la creazione e il mantenimento di reti domestiche (o equivalenti) con tecnologia Wi-Fi fino a decine di dispositivi all'interno di un ambiente chiuso non hanno mai mostrato casi di interferenza tra dispositivi. Esperienze precedenti hanno, invece, mostrato casi di attenuazione del segnale le cui cause sono state facilmente individuate e rimosse quando l'esperienza era nell'ambito domestico; nella totalità dei casi, le cause erano ostacoli fisici sul percorso del segnale cioè superfici metalliche come la porta in ferro tra due ambienti e il pavimento in cemento armato tra due piani. Trascurabile o nulla è l'attenuazione che può essere imputata a superfici in vetro o legno. Altre possibili fonti di interferenza ed attenuazione del segnale per la comunicazione Wi-Fi per le quali il gruppo di lavoro non ha esperienza in merito ma che potrebbero interessare le applicazioni nell'ambito del progetto Comesto sono: azionamenti di motori elettrici, alimentatori switching, driver per lampade fluorescenti e convertitori elettronici di piccola potenza in generale, dispositivi non conformi ai requisiti di compatibilità elettromagnetica (EMC).

4.3.6 La tecnologia ZigBee

Zigbee è una nota tecnologia utile per realizzare reti wireless di tipo mesh, applica lo standard IEEE 802.15.4, è molto utilizzata in ambito residenziale, si contraddistingue per un basso consumo di energia e per i bassi costi di sviluppo, le antenne assicurano una copertura fino a 50 metri, la latenza è inferiore a 15msec, il data rate è fino a 250kbps. La tecnologia ZigBee opera sulla banda 2.4GHz senza licenza, pertanto, la comunicazione è soggetta a possibili interferenze alla stregua di tutte le tecnologie per reti wireless che operano su bande *free-of-charge* o *unlicensed*. I principali limiti della tecnologia ZigBee sono bassa capacità computazionale e di elaborazione dei dati, dimensioni della memoria ridotte, limite massimo di 250 nodi di rete, tolleranza ai ritardi molto limitata. In aggiunta, la tecnologia ZigBee usa un protocollo aperto che inficia la piena interoperabilità tra prodotti ZigBee.

4.3.7 La tecnologia Z – Wave

Z-Wave è una tecnologia per reti wireless di tipo mesh, pensata appositamente e principalmente per applicazioni domestiche o equivalenti; notoriamente molto affidabile, questa tecnologia applica lo standard IEEE 802.15.4 e si contraddistingue per un basso consumo energetico e per i bassi costi di sviluppo. Poiché opera sulla

banda di 900MHz, questa tecnologia proprietaria non può avere interferenze con diffusissimi dispositivi Bluetooth o Wi-Fi; la copertura è fino a 50 metri, la latenza è fino a 15msec, il data rate è fino a 40kbps, 232 è il numero massimo di dispositivi connessi alla rete wireless con tecnologia Z-Wave. Oggi, la z-wave alliance conta quasi 800 società e oltre 3000 prodotti certificati e perfettamente interoperabili. L'interoperabilità è il punto di forza della tecnologia Z-Wave.

4.3.8 Griglia di valutazione per la scelta della tecnologia wireless

Tenuto conto dei presupposti sopra elencati e delle principali caratteristiche delle quattro tecnologie wireless Bluetooth, Wi-Fi, ZigBee e Z-Wave, in una prima istanza è stata esclusa la tecnologia Bluetooth a causa del raggio di copertura troppo breve. Al fine di giungere a una scelta che mostrasse il miglior trade-off tra vantaggi e svantaggi delle tre tecnologie rimaste è stata predisposta una griglia di valutazione (vedi Tabella 3) con 18 punti di domanda; tenuto conto dello stato dell'arte e dell'esperienza maturata da ciascun membro del gruppo di lavoro, per ogni punto di domanda è stato espresso un giudizio positivo ✓ o negativo ✗ (ove possibile) ed è stata anche indicata la rilevanza (bassa, media alta) dello stesso punto di domanda per l'applicazione in esame. Assegnando ai giudizi il valore 0 o 1 (0 negativo, 1 positivo) e alla rilevanza il valore 0.2, 0.5 o 1 (0.2 bassa, 0.5 media, 1 alta) è stato così determinato un punteggio pari a 6.6 per la tecnologia ZigBee, 9.3 per la tecnologia Wi-Fi e 7.1 per la tecnologia Z-Wave. Dunque, la tecnologia che mostra il miglior trade-off tra vantaggi e svantaggi per la specifica applicazione on esame è la tecnologia Wi-Fi che, conseguentemente, è stata scelta per realizzare la rete di comunicazione wireless a livello locale all'interno di una utenza residenziale appartenente alla *comunità Comesto*.

Tabella 3 Griglia di valutazione per tecnologie wireless

		Bluetooth	ZigBee	Wi-Fi	Z-Wave	Rilevanza
1	Banda GHz	✗	✗	✓	✓	Media
2	Velocità Mb/s	✗	✗	✗	✗	Alta
3	Copertura m	✗	✓	✓	✓	Bassa
4	Canali	✓	✓	✓	✓	Bassa
5	Protezione bit	✓	✓	✓	✓	Alta
6	Interferenza	✗	✗	✓	✓	Alta
7	Attenuazione	✗	✗	✓	✓	Media
8	Potenza	✓	✗	✗	✗	Bassa
9	Costo	✓	✓	✗	✗	Media
10	Affidabilità	✗	✗	✓	✓	Alta
11	Flessibilità	✗	✓	✓	✗	Alta
12	Monitoraggio	✗	✓	✓	✓	Alta
13	Controllo remoto	✗	✓	✓	✓	Alta
14	Reti di dati	✗	✗	✓	✗	Bassa
15	Internet	✗	✓	✓	✓	Bassa
16	Mercato	✓	✓	✓	✗	Alta
17	Topologia	✗	✓	✓	✓	Media
Tot			6.6	9.3	7.1	

4.4 Definizione dell'architettura

Dal punto di vista sistemistico, la NG viene vista come una *black-box* in grado di ricevere comandi ed emettere, in maniera pro-attiva o reattiva, messaggi. Un messaggio è detto proattivo se esso è trasmesso (dalla NG) senza richiesta esterna esplicita. Un esempio potrebbe essere la trasmissione di un allarme di malfunzionamento o la trasmissione di una misura su condizione. La trasmissione di tipo proattivo viene anche detta asincrona. D'altro canto, un messaggio reattivo è di tipo sincrono, cioè segue uno schema del tipo richiesta-risposta: viene utilizzato per richiedere esplicitamente informazioni alla NG o per l'invio di comandi.

Nel P-NG, si assume che lo scambio di informazioni avvenga su un canale applicativo di tipo broadcast, ovvero sia 1:n. Ogni attore abilitato alla comunicazione sul canale di broadcast viene denominato partecipante o membro. I canali sono astrazioni software per distinguere le diverse code su cui afferiscono i vari messaggi. Se questo tipo comunicazione semplifica il networking, d'altro canto gli applicativi dovranno:

- implementare meccanismi di sequenziamento dei pacchetti per decifrare messaggi di un determinato flusso;
- implementare meccanismi di autenticazione;
- implementare meccanismi anti-flooding;
- implementare a livello applicativo il controllo di flusso del protocollo, con eventuali meccanismi di temporizzazioni.

Con queste ipotesi di base, l'architettura di comunicazione è di tipo Publishers/Subscribers e comprende i seguenti componenti:

- una coda 1:n, essenzialmente un server Broker che accoda messaggi provenienti dai vari membri e li smista secondo un certo criterio di QoS, si suggerisce l'uso di mosquitto o ancora meglio *mosca.js*.
- un Client: software in grado di sottoscrivere e pubblicare messaggi su un particolare canale offerto dal Broker
- uno a più ascoltatori che ricevono i messaggi pubblicati sui canali del Broker ed eseguono determinate operazioni, per gli ascoltatori, occorre gestire il filtraggio dei messaggi generati dall'entità in ascolto, per evitare cicli di deadlock.

4.5 Scelta del protocollo

Il protocollo di trasporto base scelto per la comunicazione Machine-To-Machine è l'MQTT [42], selezionato per la sua semplicità e "leggerezza" in termini di overhead per singolo pacchetto trasportato. Si assume che tutto il canale di comunicazione sia criptato per mezzo di SSL. Per cui, il trasporto sarà su protocollo MQTTS.

4.5.1 Formato dati

I dati sono incapsulati in un messaggio di tipo stringa codificato secondo il formato JSON (JavaScript Object Notation) [43] che è fondamentalmente un formato del tipo chiave-valore. Il contenuto di un messaggio è diviso in una intestazione (header) e di un corpo. Nell'header vengono inserite informazioni utili al controllo di flusso

(Sequence Number, Request Id, eccetera) e altri parametri inerenti al tipo di richiesta. Nell'header va sempre inserita la chiave operation che indica il tipo di operazione a cui si riferisce il corpo del messaggio. La chiave operation può essere di tipo action o state. Una operation di tipo action è di solito inviata per mandare comandi alla NG. Nel corpo o body del messaggio vanno inseriti tutti gli altri parametri. Ogni operation ha una direzione. Le operation di tipo action sono trasmesse da un partecipante verso la NG. Le operation di tipo state sono inviate dalla NG verso i partecipanti. I dettagli dei singoli messaggi vengono formati seguendo la notazione JSON per come suggerito, ad esempio, in json-schema.org (si veda anche il codice contenuto nel file "1 Schema base del pacchetto.txt", salvati sul repository ufficiale (ShartePoint) del progetto Comesto nella cartella //Documenti/Deliverables/OR4/D4.1/Documentazione.

4.5.2 Controllo di flusso

In riferimento alla Figura 46, la comunicazione prevede 4 tipi di controllo di flusso:

Flusso di Discovery 1:n

Flusso di Autenticazione 1:1

Flusso per Operazioni di tipo Action 1:1

Flusso per Operazioni di tipo State 1:n

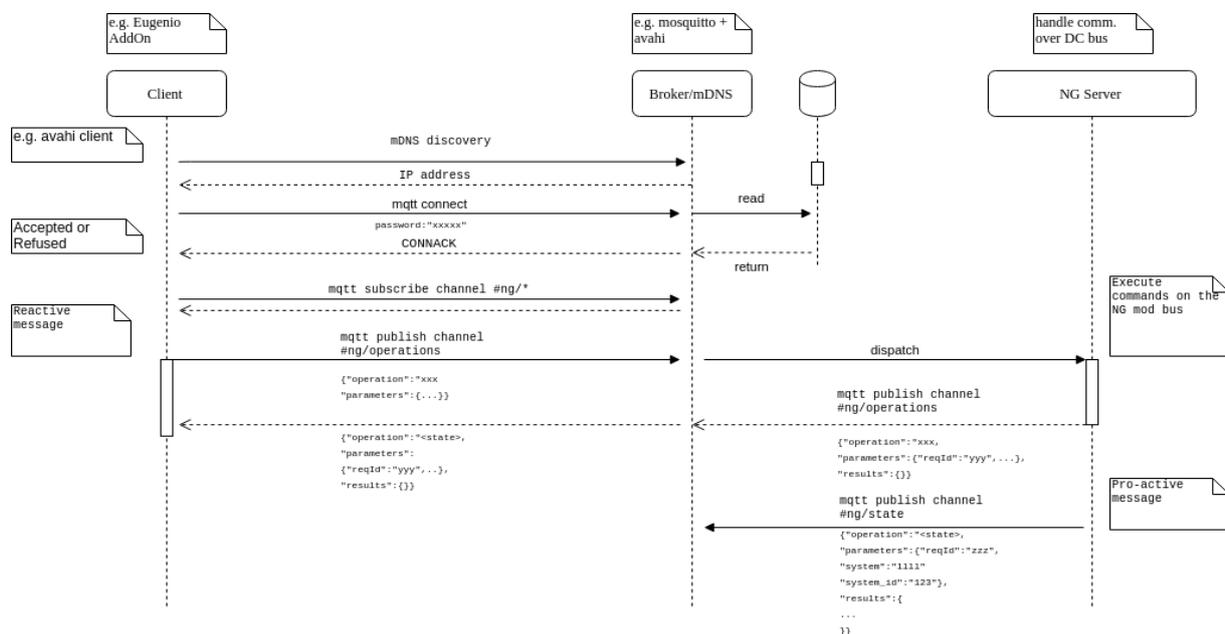


Figura 46 Sintesi dei controlli di flusso del protocollo NG

Con il termine EndPoint (EP) si indica qualsiasi dispositivo che vuole comunicare con i membri di un particolare canale gestito dal Broker. Nella descrizione dei flussi tramite Diagramma di Sequenza Uml (DS), i componenti Broker e NG Server possono risiedere fisicamente anche nello stesso EP della Nano-grid.

4.5.3 Flusso di discovery

È basato su mDNS, per come meglio specificato in tools.ietf.org/html/rfc6762, e consiste essenzialmente nel recupero dell'indirizzo IP associato a un nome DNS (locale). Se NG, Broker e Client risiedono nella stessa rete,

il servizio esposto dalla NG potrà essere del tipo ng.local. Il Client, tramite mDNS, recupera l'indirizzo IP associate a ng.local. Questa fase non è necessaria se il Broker è esterno a NG Server, ovvero se il Broker non risiede nella stessa rete del Server e del Client. In quel caso, occorre conoscere il nome DNS pubblico del Broker¹.

4.5.4 Flusso di Autenticazione

In questa versione del protocollo viene proposta una autenticazione a livello applicativo basata su username e password registrati sulla NG. Le credenziali vengono inviate nella fase di connessione al Broker, sfruttando il meccanismo di Autenticazione di MQTT, ovverosia inserendo le credenziali di accesso nei campi username e password del pacchetto CONNECT, per come meglio specificato in hivemq.com/blog/mqtt-security-fundamentals-authentication-username-password/. Si suppone il canale di trasporto criptato in TLS/SSL. Versione future del protocollo potranno prevedere altri schemi di autenticazione come quelli basati su Challenge-Request a condivisione di algoritmo. Dopo la fase di autenticazione, di norma, si passa alla fase di autorizzazione che consiste nell'arbitraggio nell'uso delle risorse. Nel contesto MQTT, l'autorizzazione si traduce nell'abilitazione a pubblicare messaggi su un particolare canale. La gestione di fase è a carico del Broker² e di solito consiste nell'associare ogni username a un particolare canale. Si può anche evitare di implementare tale meccanismo, vista l'univocità delle operazioni che si possono eseguire. In altri termini, il sistema non è multiutente.

4.5.5 Flusso operazioni Action

I messaggi aventi il campo operation di tipo Action si riferiscono a comandi da inviare a un determinato EP, ad esempio un sottosistema nella NG. Sono messaggi di tipo reattivo e seguono quindi il flusso corrispondente indicato in Figura 46. Un esempio in forma verbale di una operation di tipo Action può essere: “fornisci la lista dei sottosistemi disponibili e il loro stato di funzionamento”. Come spiegato poc'anzi, i flussi per messaggi reattivi sono del tipo richiesta-risposta. Il Client forgia un messaggio con tutti i parametri necessari e lo invia su un canale del Broker, in questo caso il canale è #ng/operations.

La chiave operation può assumere i valori riportati in Tabella 4:

Tabella 4 Operazioni di tipo Action sul canale #ng/operations

operation	parameters	descrizione
check	{... “system: “pv” “storage” “load”, “system_id”: “<identifier>” ...}	Verifica disponibilità di un sottosistema, ad esempio storage.

¹ Sebbene mDNS possa funzionare anche con il DNS standard, la configurazione diventa più laboriosa, in questa fase si consiglia dunque di usare mDNS solo per applicazioni che comunicano sulla stessa LAN

² Poiché mosquitto non ha meccanismi di autorizzazione, una valida e più versatile alternativa è mosca.js

	}	
get_state	{ ... "system": "pv" "storage" "load", "system_id": "<identifier>" "parameter_id": "<identifier>" ... }	Recupera valore di misura di una particolare grandezza del sottosistema specificato nei parameters.
get_subs		Recupera tutti i sottosistemi installati nella NG
set	{ ... "system": "pv" "storage" "load", "system_id": "<identifier>" "parameter_id": "<identifier>" "value": string ... }	Imposta una grandezza controllabile di un sottosistema, come ad esempio il limite di potenza.
set_config		(da implementare in versioni future)
reboot	{ ... "system": "pv" "storage" "load", "system_id": "<identifier>" ... }	Riavvia un particolare sottosistema.
shutdown	{ ... "system": "pv" "storage" "load", "system_id": "<identifier>" ... }	Spegne un particolare sottosistema.

Ad esempio, la operation check viene inviata dal Client per verificare la presenza o meno di un particolare sottosistema, come ad esempio il sistema di generazione eolica. Nell’oggetto JSON parameters verranno inseriti i campi utili all’identificazione del sotto-sistema. Rimandiamo alla documentazione dei possibili valori di ogni chiave agli schemi descritti al paragrafo *Documentazione delle operazioni*.

4.5.6 Flusso operazioni State

I messaggi aventi il campo operation di tipo State sono messaggi proattivi, spediti in maniera spontanea sul canale #ng/state, come indicato in Figura 1 nell’ultimo flusso a destra, dove la NG pubblica informazioni inerenti un sottosistema. Il valore del campo operation è State. Messaggi di questo tipo possono riferirsi a:

allarmi di un sottosistema, es.: “blocco sistema a batteria”;

misure di potenza/tensione/corrente di un sottosistema di tipo spontaneo.

Si rimanda al paragrafo *Documentazione delle operazioni* per esempi e ulteriori dettagli.

4.6 Documentazione delle operazioni

In questa sezione, si riporta ogni singola operazione del protocollo NG; la documentazione con i codici software e gli esempi esplicativi utili alla fase di implementazione sono riportati su file di tipo testo, salvati sul repository ufficiale (SharePoint) del progetto Comesto nella cartella //Documenti/Deliverables/OR4/D4.1/Documentazione.

4.6.1 Operation:: = get_subs

Questa operazione restituisce tutti i sistemi di produzione gestiti dalle nanogrid. Esempi e codici applicativi nel file “2 Operation Get Subs - Schema ed esempio.txt”

4.6.2 Operation:: = check

Questa operazione verifica la disponibilità di un particolare sottosistema. Esempi e codici applicativi nel file “3 Operation Check - Schema ed esempio.txt”

4.6.3 Operation:: = set

Questa operazione imposta il valore di una grandezza controllabile di un particolare sottosistema. Esempi e codici applicativi nel file “4 Operation Set - Schema ed esempio.txt”. Nel caso di errore, il campo results.status assume i valori per come riportato nella Tabella 5. Un esempio del codice di richiesta/invio circa un errore è nel file "5 Esempio messaggio errore.txt".

Tabella 5 Valori campo results.status

campo	Valore	descrizione
results.status	500	Sottosistema non valido
results.status	501	Tipo Parametro non valido
results.status	502	Parametro fuori intervallo
results.status	505	Errore interno NG

4.6.4 Operation:: = get_state

Questa operazione legge una grandezza di un particolare sottosistema. Esempi e codici applicativi nel file “6

Operation Get State - Schema ed esempio.txt”.

4.6.5 Operation:: = reboot|shutdown

Questa operazione riavvia o spegne un particolare sottosistema. Esempi e codici applicativi nel file “7 Operation Reboot e Shutdown - Schema ed esempio.txt”.

4.6.6 Operation:: = state

Questa operazione esegue una lettura proattiva di una grandezza di un particolare sottosistema. Esempi e codici applicativi nel file “8 Operation State - Schema ed esempio.txt”.

4.6.7 Operation:: = set_profile

Questa operazione imposta un profilo di potenza immessa/prelevata in/da rete. Esempi e codici applicativi nel file “9 Operation Set Profile - Schema ed esempio.txt”. Per impostare valori di potenza reattiva, basta impostare la giusta unità di misura, ad esempio “var”. I formati delle date sono in ISO 8601 – per come meglio specificato in <https://tools.ietf.org/html/rfc3339> - ovvero in UTC come riferimento assoluto.

Si suppone che la NG sia costituita a n sottosistemi. Il sottosistema 0 rappresenta la NG nella sua interezza. I valori predefiniti dei parametri sono riportati in Tabella 6.

Tabella 6 Valori Set profile

Definizione	name	parameter_id
Potenza attiva immessa (misurata al POD)	active_power	0
Potenza reattiva immessa (misurata al POD)	reactive_power	1
Energia attiva immessa (misurata al POD)	active_energy	2
Energia reattiva immessa (misurata al POD)	reactive_energy	3
Potenza attiva dei carichi	load_active_power	4
Potenza reattiva dei carichi	load_reactive_power	5
Energia attiva dei carichi	load_active_energy	6
Energia reattiva dei carichi	load_reactive_energy	7
Storage Capacity in Wh	capacity	8
Storage SOC	soc	9

Altri valori “custom” vanno inseriti con `parameter_id > 9`. Tutti gli altri sottosistemi, devono specificare il tipo di sistema nel pacchetto pro-attivo di lettura, come indicato in [operation:: = set](#). I possibili valori di `system_type` sono riportati in Tabella 7.

Tabella 7 Valori System_type

Valore del campo system_type	Descrizione
pv_generator	Generatori fotovoltaici
wind_generator	Pale eoliche
biodiesel_generator	Generatori a biodiesel
thermo_storage	Sistema di accumulo termico
battery	Sistema di accumulo elettrochimico (litio, a flusso, supercapacitore)
fuel_cell	Sistema di accumulo a celle a combustibile
ev	Sistema di carico per ricarica veicoli elettrici
house_load	Carico elettrico generico

Per fare in modo che la NG invii pacchetti di misura in maniera pro-attiva, ovvero spontanea, occorre impostare il parametro reporting per ognuno dei parameter_id sopra elencati. Esempi e codici applicativi nel file “10 Invio automatico dati.txt”.

4.6.7.1 Note conclusive

Il protocollo NG è del tutto generale per l’interfacciamento della NG a controllori esterni. Si potrebbe eliminare del tutto l’introduzione di tale protocollo ricorrendo a protocolli già disponibili sul mercato, come ad esempio Z-Wave. Connettendo ogni sottosistema della NG a un particolare sensore/attuatore Z-Wave, si realizzerebbero tutte le funzioni qui illustrate, sia quelle di misura che di azione. Tra le altre cose, Z-Wave è un protocollo supportato da Eugenio. L’altra faccia della medaglia è l’utilizzo di sensori/attuatori aggiuntivi nella NG: se questa ne è già dotata, l’implementazione del protocollo NG come interfaccia verso altri GW è la soluzione più vantaggiosa.

4.7 Testing

I seguenti test case vengono descritti in stile BDD. Nei test la parola Eugenio è sinonimo di client. Inoltre, dove non esplicitato si intende che le operazioni vengano effettuate nella pagina web locale di Eugenio.

4.7.1 Test esplorativo

L’utente immette nella pagina locale di Eugenio i dettagli di connessione alla NG, come ad esempio l’indirizzo mDNS locale e altre informazioni. Tali dettagli sono disponibili nel menu Impostazioni, Tab “NG”. Oltre al menu impostazioni compare anche il menu NG. L’utente apre il menu NG. Si presentano 3 scelte:

- Connetti a NG
- Aggregatore

- c. Test lettura
- d. Test scrittura

L'utente sceglie l'opzione a). Eugenio invia un pacchetto con operation get_subs e mostra a video, in una vista centrale, la lista dei sottosistemi gestiti dalla NG locale.

4.7.2 Test misura

L'utente si porta nella sezione NG. Se non si fa nulla, in automatico Eugenio mostra la lista di sottosistemi presenti nella NG (opzione a. nel Test esplorativo) o un messaggio d'errore se non riesce a comunicare con la NG (nessuna risposta).

L'utente seleziona un sottosistema e vengono mostrate le grandezze gestite dal sottosistema. Ad esempio: sottosistema PV, grandezze gestite: energia prodotta.

L'utente seleziona una grandezza gestita dal sottosistema.

L'utente preme il tasto “vedi” e viene mostrato il grafico o la tabella in tempo reale della grandezza selezionata.

4.7.3 Test invio profilo

L'utente si porta nella vista NG.

L'utente sceglie Aggregatore. Si apre una nuova vista in cui compaiono due scelte:

- a. Emula Aggregatore
- b. Indirizzo Aggregatore

L'utente sceglie a). Si apre nella stessa vista una sezione in cui è possibile impostare i parametri del profilo di potenza da inviare alla NG, come il tipo di potenza (immessa/prelevata³), il tipo di profilo (tempo-reale, giorno dopo), risoluzione (15,1,24).

L'utente preme su INVIA. Nella stessa vista saranno presenti due grafici in cui si mostra: il profilo inviato (richiesto) e il profilo corrente in essere (misure correnti prelevate dalla NG).

4.8 Casi d'uso

Come esempio di utilizzo del protocollo, forniamo l'integrazione delle stesse sulla pagina web esposta dall'hub Eugenio. L'interfaccia si compone, al momento della stesura di questa parte del documento, di due pagine.

La prima è la pagina di connessione e visualizzazione dei sottosistemi (vedi Figura 47) e si compone di due elementi: checkbox per avviare/fermare il client e la relativa connessione al servizio nanogrid e la griglia dei sottosistemi con relativo menù a tendina per la richiesta della relativa misura; il tasto dedicato (con icona raffigurante un occhio) innesca una richiesta che verrà visualizzata in primo piano (vedi Figura 48).

³ La potenza reattiva viene calcolata e inviata in automatico a partire da un $\cos(\phi) = 0,95$.

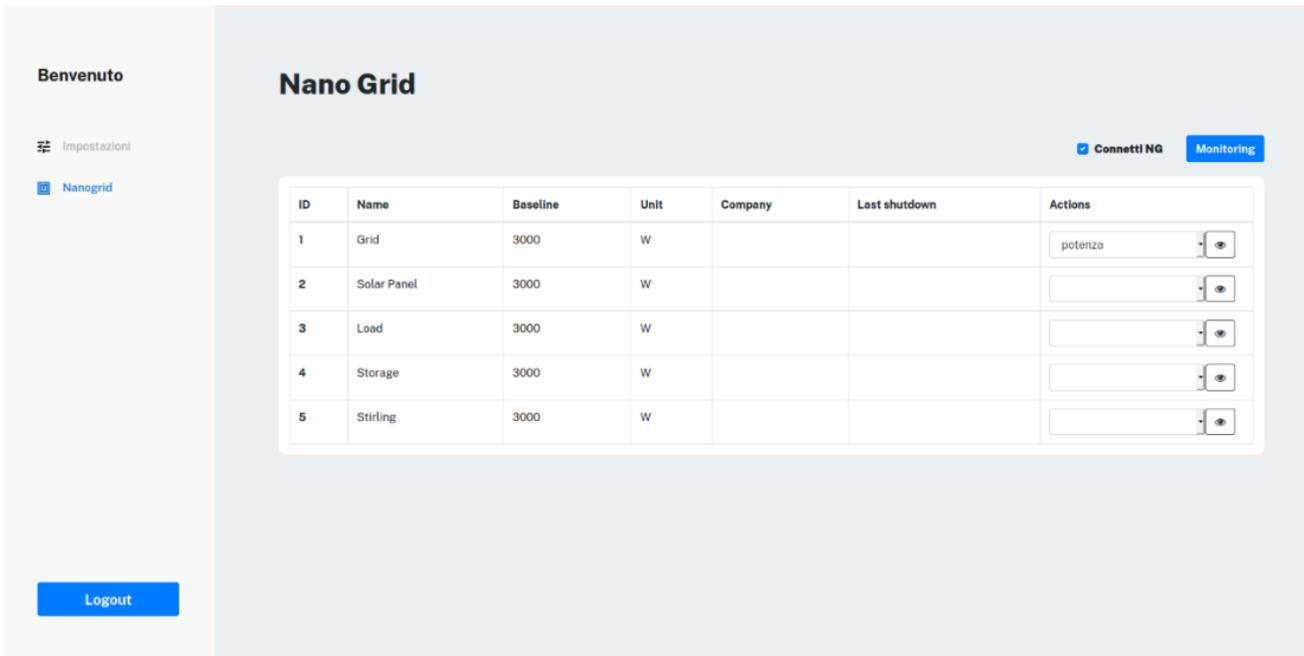


Figura 47 Pagina connessione e visualizzazione dei sottosistemi

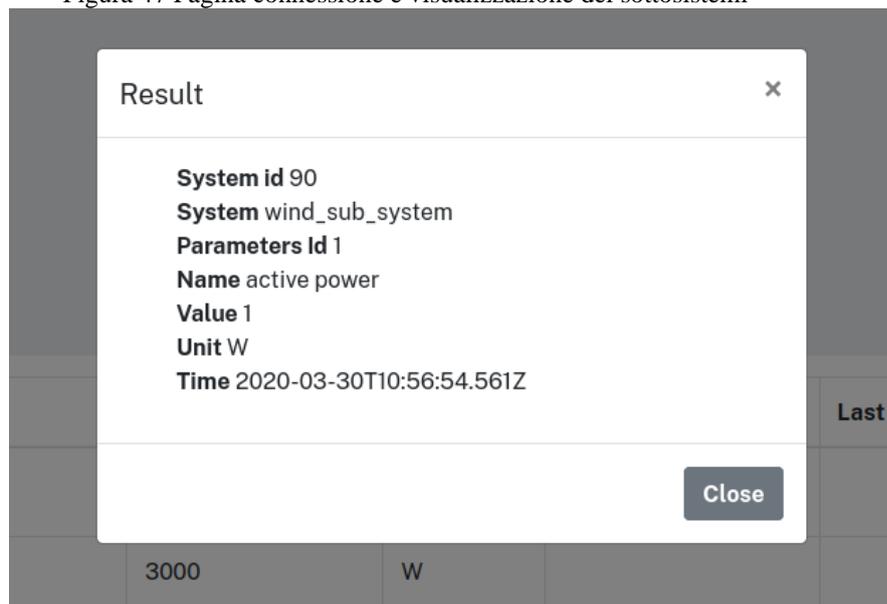


Figura 48 Visualizzazione della richiesta

La seconda è la pagina di invio profili e/o ricezione delle misurazioni (vedi Figura 49) e si compone di un selettore per discriminare la modalità “emulazione” e “aggregatore” e di un grafico. Nel caso sia selezionata la voce “emulazione” verrà inviato un profilo autogenerato e verrà inviata una richiesta con i campi compilati nel form. Nel caso sia invece selezionato “aggregatore” sarà ignorata la generazione di dati di profilo e verrà solamente inviata la richiesta del form. Nota: i relativi significati degli ID utilizzati sono specificati nell’appendice A di questo documento.

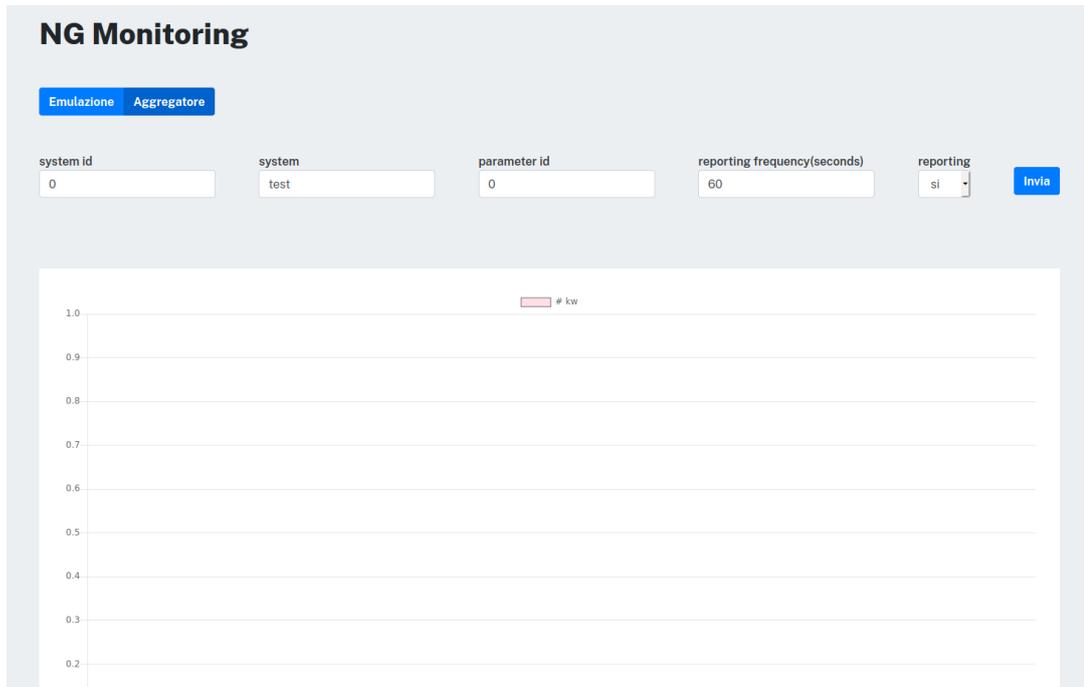


Figura 49 Pagina di invio profili e/o ricezione delle misurazioni

A seguito di una richiesta di reporting, la nanogrid, ora impostata in modalità promiscua, invierà dati che andranno a valorizzare il grafico in real time (vedi Figura 50).

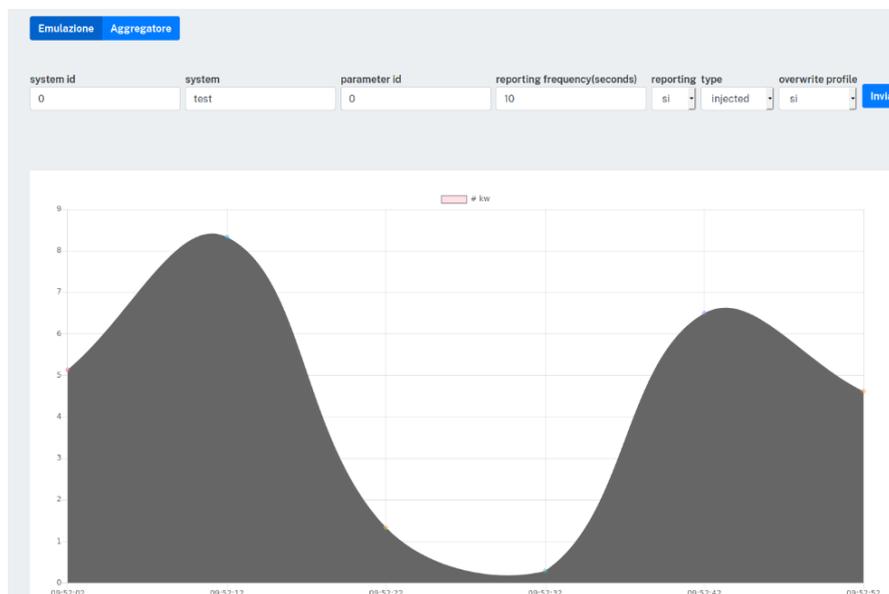


Figura 50 Grafico invio profili in real time

4.9 Comunicazione alla piattaforma del numero delle persone

Il contenuto della comunicazione tra la nanogrid e la piattaforma Comesto per il tramite del dispositivo Eugenio è funzionale alla stessa nanogrid per una corretta ed ottimizzata gestione di più sistemi di accumulo, convenzionali e non, integrati con più sistemi di generazione da fonti rinnovabili. Tale gestione tiene ovviamente

conto della domanda dei carichi elettrici, critici e non critici, sia nella forma di misurazione dei consumi effettivi che nella forma di previsioni della stessa domanda. Diversi studi in letteratura [44 – 47] hanno dimostrato che la previsione della domanda dei carichi elettrici domestici è fortemente influenzata dal numero degli occupanti dell’abitazione pertanto è stato ritenuto più che opportuno inserire tra le soluzioni tecnologiche a servizio di una nanogrid una nuova funzionalità cioè rilevare la presenza di persone nell’ambiente domestico. A tal fine, il dispositivo Eugenio è stato re-ingegnerizzato e corredato di un chip – detto chip uSonic per tecnologia System On Module - capace di rilevare le onde subsoniche in uno spazio fino a 150mq, non udibili all’orecchio umano e generate dalla presenza di persone. Il chip subsonico è mostrato in Figura 51.

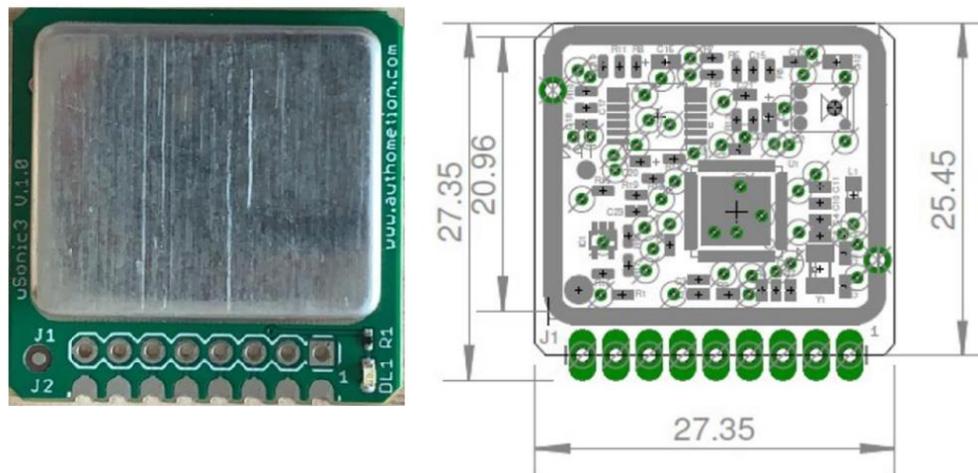


Figura 51 Chip subsonico

4.9.1 Analisi subsonica

Rilevare le onde subsoniche è una funzionalità necessaria ma non sufficiente; questo perché il movimento di persone è una sorgente di onde subsoniche ma lo sono anche l’apertura e la chiusura di porte/finestre.

In riferimento a ciò, il chip uSonic elabora l’andamento temporale (frequenza, fronte di salita e di discesa, inviluppo, etc) dell’onda subsonica rilevata, classifica l’onda (evento singolo, evento multiplo), applica algoritmi di pattern recognition per l’individuazione dell’evento – o degli eventi – che hanno causato l’onda ovvero presenza di persone oppure apertura/chiusura di singole/multiple porte e finestre. L’individuazione della causa genera un corrispondente messaggio/allarme inviato ad Eugenio mediante comunicazione seriale ed un protocollo proprietario di tipo testuale (ASCII). Le Figg. 52 e 53 mostrano la rilevazione di un evento singolo e di un evento multiplo.

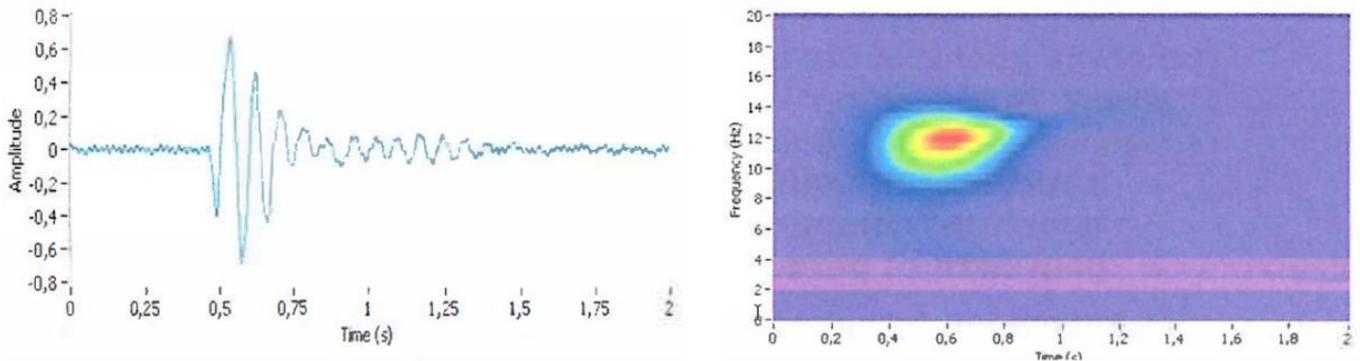


Figura 52 Rilevazione di evento singolo, andamento temporale e impronta in frequenza

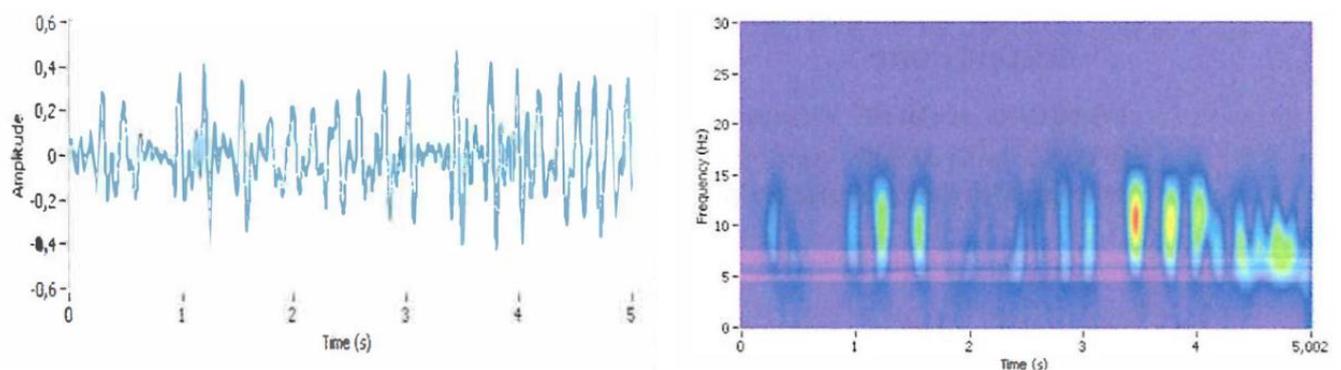


Figura 53 Rilevazione di evento multiplo, andamento temporale e impronta in frequenza

La Figura 54 illustra i risultati di un test eseguito presso la abitazione di una famiglia composta da quattro persone per una intera settimana.

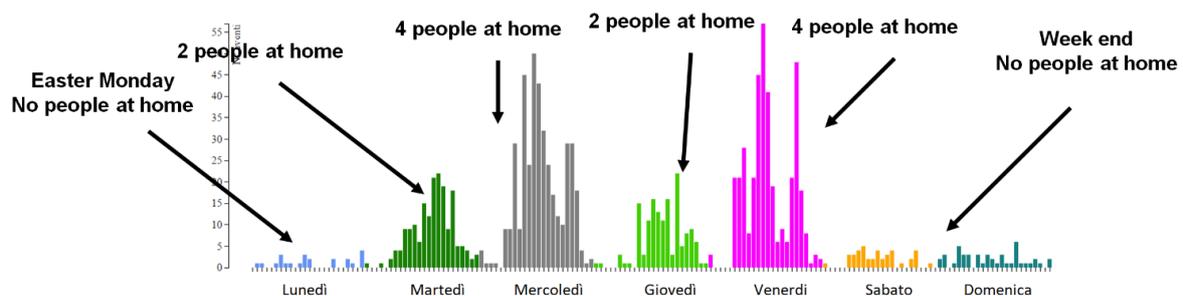


Figura 54 Risultati del test

4.10 Comunicazione per il controllo di altri dispositivi storage a batterie

La nanogrid svolge il compito essenziale di una corretta ed ottimizzata gestione di più sistemi di accumulo, convenzionali e non, integrati con più sistemi di generazione da fonti rinnovabili. D'altra parte, potrebbero esistere casi in cui una nanogrid venga installata presso prosumer residenziali che hanno già un sistema di accumulo a batterie di tipo commerciale. Nasce di conseguenza la necessità di uno strumento che consenta all'aggregatore Comesto di poter governare mediante la piattaforma Comesto la carica e la scarica di sistema di accumulo elettrochimici commerciali di primaria marca e già presenti sul mercato italiano. In tal senso è stato

progettato e realizzato in forma prototipale un dispositivo elettronico detto EVOBESS (vedi Figura 55) che consente ad utenti finali, le cui unità immobiliari non sono servite da una nanogrid, di partecipare alla comunità Comesto.



Figura 55 Il dispositivo EVOBESS

Come illustrato in Figura 56, EVOBESS è un dispositivo con due canali di comunicazione di cui uno wired ed uno wireless. Il primo, di tipo wired, collega EVOBESS con il sistema di accumulo commerciale mentre il secondo di tipo wireless collega EVOBESS ad Eugenio; in questo modo è generato un canale di comunicazione tra il sistema di accumulo commerciale e la piattaforma Comesto.

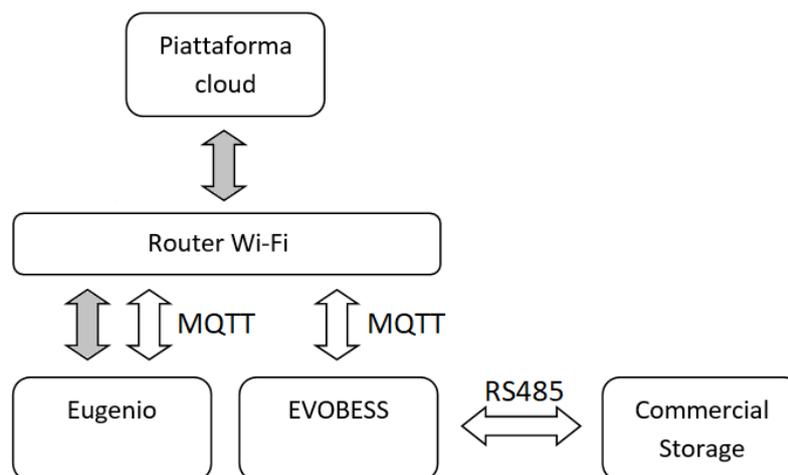


Figura 56 Flusso dati di EVOBESS

Un requisito per l'utilizzo del dispositivo EVOBESS è che il sistema di accumulo commerciale implementi il **protocollo SunSpec** di Sunspec Alliance [48] (vedi Figura 57); da un'indagine di mercato è emerso che tutte le primarie marche (es. Sonnen, Solaredge, ABB/Fimer, Solax e Zucchetti) aderiscono alla Sunspec Alliance ed implementano il protocollo Sunspec. Il protocollo SunSpec consente l'interoperabilità multi-vendor per i

produttori di convertitori elettronici di potenza per sistemi di accumulo dell'energia ma anche per inseguitori di massima potenza e misuratori in generale. Il protocollo si basa sul protocollo Modbus e permette l'accesso ad alcuni registri dei convertitori elettronici di potenza. La comunicazione tra EVOBESS ed Eugenio è una comunicazione wireless; il modem router domestico funge da interfaccia per la comunicazione tra i due dispositivi. Il protocollo usato per la comunicazione è il protocollo Message Queue Telemetry Transport o MQTT. Nato nel 1999, questo protocollo è un particolarmente adatto per la trasmissione dati tra dispositivi IoT (Internet of Things) perché ideato per la gestione delle connessioni *machine to machine*. Le caratteristiche principali sono quelle di essere un protocollo semplice e leggero per lo scambio di messaggi in grado di minimizzare il traffico su rete e a basso impiego di risorse. Inoltre, il suo sistema di smistamento dei messaggi efficiente e sicuro unito alla possibilità di disaccoppiamento delle applicazioni lo rendono particolarmente adatto nella realizzazione di soluzioni scalabili. Il protocollo MQTT si basa su protocollo di trasporto TCP. L'architettura di un sistema di comunicazione MQTT ha per elemento centrale il *broker* ossia il gestore delle connessioni e comunicazioni via MQTT. EVOBESS è individuabile su rete LAN tramite protocollo mDNS, anche in assenza di un server DNS all'interno della stessa rete. Il dispositivo espone un servizio mDNS con le seguenti caratteristiche: Name: hostname [mac_address], Type: _smqtt._tcp, Port: 8883. I messaggi scambiati mediante protocollo MQTT sono crittografati con protocollo TLS v1.2, impedendo così la modifica dei dati trasmessi. EVOBESS è montato con un broker MQTT a cui è possibile connettersi per interagire con quest'ultimo. Alcuni topic MQTT permettono l'interazione tra EVOBESS e i client connessi. Ciascun client connesso al broker, in sottoscrizione a determinati topic MQTT, può inviare comandi al sistema di accumulo elettrochimico a cui EVOBESS è collegato e ricevere il risultato delle misurazioni dello stato dello storage.

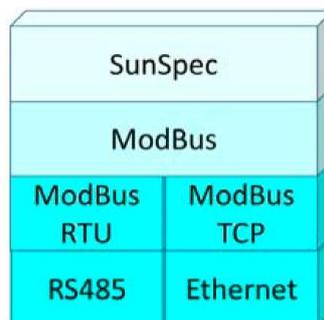


Figura 57 Stack ISO/OSI del protocollo Sunspec

I topic MQTT del broker di EVOBESS sono riportati nella Tabella 9.

Tabella 8 Topic MQTT di EVOBESS

Topic MQTT	Descrizione
/evoBess/configuration	il dispositivo riceve la configurazione del sistema di storage da controllare.
/evoBess/command	il dispositivo riceve i comandi da inoltrare al sistema di storage.

/evoBess/monitoring	il dispositivo invia ad intervalli regolari i dati del monitoraggio del sistema di storage.
---------------------	---

Un esempio per ciascuno dei quattro comandi che EvoBESS può impartire al sistema di accumulo elettrochimico è riportato in Tabella 10.

Tabella 9 Esempio comandi EVOBESS

Comando di carica:	<pre>{"command": "charge", "power": 50, [%] "interval": 1 [min] }</pre> <p>Carica al 50% della potenza nominale per 1 minuto Power Default = 100 Interval Default = 1440</p>
Comando di scarica:	<pre>{"command": "dicharge", "power": 50, [%] "interval": 1 [min] }</pre> <p>Scarica al 50% della potenza nominale per 1 minuto Power Default = 100 Interval Default = 5</p>
Scegli profilo:	<pre>{"command": "profile", "profile": "self_consumption", "backup": 50 [%]}</pre> <p>Il sistema lavora autonomamente secondo il criterio della massimizzazione dell'autoconsumo, il valore minimo del SoC è il 50% della capacità nominale. Profile Default = autoconsumo Backup Default = Soc minimo</p>
Comando di stop:	<pre>{"command": "stop" }</pre>

Di seguito si riporta un elenco dei principali parametri che descrivono il funzionamento del sistema di accumulo elettrochimico e che EVOBESS è in grado di ottenere: frequenza della rete elettrica, tensione stellata di ogni fase, tensione concatenata per tutte le fasi, corrente di linea per ogni fase, potenza apparente assorbita ed erogata per tutte le fasi, potenza attiva assorbita ed erogata per tutte le fasi, potenza reattiva assorbita ed erogata per tutte le fasi, stato di carica degli accumulatori. Ogni 15 secondi EVOBESS interroga il sistema di accumulo elettrochimico e ottiene un valore per ciascuno dei principali parametri sopra elencati. Dopo 1 minuto, EVOBESS calcola il valore minimo, massimo e medio dei quattro valori ricevuti per ciascun parametro; quindi, pubblica il risultato del monitoraggio sul topic dedicato. Il payload di messaggi MQTT contiene le seguenti informazioni: Timestamp (Unix timestamp); Dispositivo monitorato (meter o storage); Eventuali dettagli del dispositivo monitorato (meter consumption o meter production); Grandezza monitorata (voltage, current, apparent energy, active power, ecc.); Tipologia della variabile monitorata (absorbed o delivered); Risultato dell'elaborazione

effettuate sui 4 valori (min, max, avg, last value). I dati sono racchiusi in un oggetto JSON.

Al fine di validare il dispositivo EVOBESS e la sua efficacia, sono stati condotti test di laboratorio su cinque sistemi di accumulo residenziale di tipo commerciale di cinque differenti marche: Sonnen, Solaredge, ABB/Fimer, Solax, Zucchetti. Una prima indagine ha mostrato che, sebbene il protocollo applicato fosse il medesimo (i.e. protocollo Sunspec), esistono evidenti differenze nelle specifiche funzionali ed applicative dei sistemi di accumulo di tali produttori. Perfino le modalità con cui il protocollo è applicato differiscono tra essi. Al termine dei test di laboratorio, il dispositivo EVOBESS è stato opportunamente perfezionato così da mostrare piena compatibilità di comunicazione con tutti e cinque i sistemi di accumulo precedentemente menzionati.

4.11 Comunicazione della misurazione del flusso di potenza tra la nanogrid e la rete elettrica

La misura del flusso di potenza che la nanogrid scambia con la rete elettrica (ovvero il flusso di potenza al misuratore fiscale dell'utente residenziale) ha una evidente importanza e rilevanza, soprattutto in merito alla verifica che il comportamento dell'aggregato di utenti sia aderente o meno a quanto i modelli matematici di ottimizzazione hanno restituito. In riferimento a ciò, è stata progettato e realizzato il prototipo di un dispositivo elettronico detto EVOMETER (vedi Figura 58) per la lettura dei consumi energetici dei più diffusi contatori elettronici intelligenti; questi ultimi sono i contatori di prima generazione 1G e di seconda generazione 2G di e-distribuzione SpA.



Figura 58 Il dispositivo EVOMETER

EVOMETER è stato progettato per favorire la facilità d'uso; collegato ad un qualsiasi presa dell'abitazione, EVOMETER comunica con il misuratore fiscale 1G o 2G mediante la tecnologia delle onde convogliate (Power Line Communication). Per i misuratori 2G, i Distributori stanno attivando progressivamente nuove funzionalità, passando dalla prima fase detta "chain2" [49] alla seconda fase detta "Chain2 full"; EVOMETER è stato progettato anche per queste nuove funzionalità.

4.12 Implementazione del protocollo di comunicazione sulla Nanogrid

Il protocollo P-NG è stato implementato sulla nanogrid utilizzando un Raspberry Pi 3b montato all'interno del case che comunica con il microcontrollore attraverso interfaccia seriale.

Il processo di discovery è stato gestito utilizzando Avahi mDNS che permette alla NG di esporre il servizio

ng.local consentendo agli altri attori all'interno della rete locale di recuperare il relativo indirizzo IP associato. Durante la prima fase di test della comunicazione tra la NG ed Eugenio non è stato usato questo servizio perché il Broker non risiedeva nella stessa rete del Server e del Client (risiedeva sulla piattaforma cloud) e quindi veniva raggiunto utilizzando il nome DNS pubblico. La successiva implementazione del Broker sulla NG ha richiesto per prima cosa la scelta del broker MQTT da utilizzare.

Esistono implementazioni di Broker MQTT per qualsiasi linguaggio di programmazione: standalone, pronti all'esecuzione o integrabili in altre app esterne. Mosquitto è uno di questi. È un progetto open source portato avanti dalla Eclipse foundation. Il broker Mosquitto implementa le versioni 5.0, 3.1.1 e 3.0 del protocollo MQTT. Il progetto mette a disposizione dei broker pubblicamente utilizzabili dalla community per eseguire test e realizzare applicazioni di prova, raggiungibili a questo indirizzo: test.mosquitto.org.

Mosca è un altro broker, open source e sviluppato in Node.js. Si comporta più o meno come Mosquitto, ma dà la possibilità di essere facilmente integrato in nuove app Node-based. Su di esso è basato l'intero processo di comunicazione P-NG. La scelta è ricaduta su Mosca per la facilità di personalizzazione e perché consente una gestione autonoma dell'autenticazione dei client MQTT (un client per connettersi al broker deve prima autenticarsi inviando username e password). Si è utilizzato Node.js anche per l'implementazione della parte Server (quindi della parte di codice che gestisce la comunicazione via seriale tra il Raspberry e la NG) utilizzando nello specifico la libreria Open Source MQTT.js.

In definitiva, quindi, nella nostra implementazione la NG ed Eugenio utilizzando la terminologia tipica di MQTT sono sia Publisher che Subscriber (quindi possono inviare messaggi al Broker e riceverli), se si volesse comunque per semplicità rappresentarli come Client e Server si potrebbe affermare che la Nanogrid funge da Server ed Eugenio da Client.

Il meccanismo di comunicazione attualmente implementato può essere quindi schematizzato come rappresentato nella Figura 59.

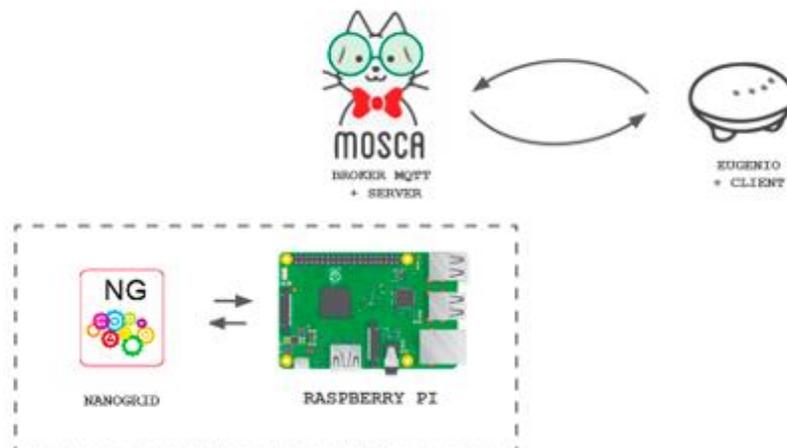


Figura 59 Meccanismo di comunicazione Eugenio-NG

A grandi linee lo schema di comunicazione sopra raffigurato prevede che Eugenio interroghi la NG (sempre

tramite il broker MQTT) per tutti i messaggi di tipo Action, quindi messaggi di tipo reattivo (ad esempio per conoscere quali sono i sottosistemi attualmente gestiti dalla ng e per ognuno di questi quali sono le grandezze di cui si possono avere informazioni relative allo stato). Oltre ai sottosistemi come PV, storage, ecc. anche la NG nel suo complesso è stato considerato un sottosistema che avrà alcune grandezze interrogabili (ad esempio la potenza attiva scambiata con la rete).

Un'altra tipologia di messaggi che possono scambiarsi il Client (Eugenio) e il Server (NG) tramite il Broker sono i messaggi di tipo State: si tratta di messaggi proattivi inviati in maniera spontanea sul canale #ng/state. Ad esempio, il Client può chiedere al Server di aggiornarlo con cadenza regolare (frequenza che decide appunto il Client) sullo stato di una delle grandezze disponibili. Se ad esempio Eugenio vuole conoscere ogni minuto la potenza attiva scambiata con la rete, sarà la NG che ogni 60 secondi gli invierà questa informazione attraverso il Broker Mosca.

La comunicazione tra i due dispositivi prevede inoltre che Eugenio invii alla NG un profilo di potenza (immessa o prelevata) da inseguire (con una certa risoluzione). Se quindi ad esempio Eugenio invia un profilo a 15 minuti, ogni 15 minuti il server sul Raspberry provvederà a leggere (su un database locale) il valore del setpoint da impostare e lo comunicherà alla NG tramite comunicazione seriale.

5 SISTEMA DI CONTROLLO DELLA NANOGRID

Come riportato nel par. 2 ed in particolare facendo riferimento alla Figura 1, la NG è interfacciata alla rete elettrica mediante un unico convertitore, DC/AC bidirezionale, definito Power Electronic Interface (PEI). Il PEI fornisce la flessibilità necessaria per garantire il funzionamento della NG come un singolo sistema aggregato, per mantenere una specifica qualità della potenza e produzione di energia. Inoltre, il PEI, collega la NG alla rete elettrica in BT con l'obiettivo di regolare il flusso di potenza bidirezionale tra la NG e la rete elettrica. Il PEI svolge anche un ruolo attivo nel fornire servizi ancillari alla rete per il mantenimento della qualità dell'alimentazione, in particolare durante condizioni di stress del sistema elettrico [2].

Al giorno d'oggi, sono molti i clienti che richiedono una elevata qualità della fornitura di energia elettrica; l'offerta disponibile prevede l'installazione di back-up di potenza, come gruppi di continuità (UPS) o sistemi per il miglioramento della qualità della tensione, come dynamic voltage restorer (DVR) e filtri attivi. Queste apparecchiature sono sempre più spesso caratterizzate dalla presenza di uno stadio in DC. Inoltre, altri carichi con alimentazione in AC, passano per uno stadio intermedio, interno, in DC e quindi richiedono una fase di conversione di tipo AC/DC come input; in generale, questo è fatto per due motivazioni: necessità di alimentare circuiterie elettroniche e per poter meglio gestire il carico elettrico che può richiedere alimentazione in DC o AC.

Le considerazioni sopra riportate, stanno portando sempre più spesso alla possibilità di utilizzare reti di distribuzione in DC in presenza di carichi sensibili e DG. In particolare, le DC microgrids (DCMGs) hanno caratteristiche interessanti in termini di struttura semplice, bassi costi del sistema e il miglioramento dell'efficienza complessiva e la necessità di un numero di convertitori di potenza inferiori rispetto alle microgrid

in AC (ACMGs) [3]-[5]. Dunque, i principali vantaggi di una distribuzione in DC sono:

- la sincronizzazione non è necessaria tra le unità di DG; quindi, vi è un minor rischio di contingenza di intervento della DG a causa di cali di tensione del sistema o altri disturbi;
- i carichi elettrici in DC stanno diventando sempre più popolari e l'utilizzo della distribuzione in DC permette una riduzione della caduta di tensione con un maggior sfruttamento dei conduttori;
- molte delle micro-sorgenti normalmente utilizzate (fotovoltaico, solare, celle a combustibile, eolico, sistemi di accumulo) producono energia elettrica direttamente in DC o mediante uno stadio di conversione AC/DC;
- una distribuzione in DC consente una maggiore semplicità operativa e la transizione alla configurazione di isola intenzionale può essere gestita più semplicemente, in particolare per la continuità dei carichi critici.

Una distribuzione in DC permette un controllo molto preciso della qualità dell'energia a cui gli utenti sono sempre più sensibili.

Per raggiungere i vantaggi di cui sopra un'opportuna strategia di gestione della potenza e controllo per le micro-sorgenti e i sistemi di accumulo della NG è stata progettata a beneficio del funzionamento e della stabilità della NG stessa e garantire l'approvvigionamento ininterrotto di energia ai carichi critici.

5.1 Requisiti minimi di potenza

Con riferimento alla Figura 1, alcuni requisiti minimi devono comunque essere considerati e soddisfatti, se ad esempio si hanno nella NG dei carichi critici, questi carichi devono necessariamente essere alimentati con maggiore stabilità, qualità dell'alimentazione e continuità. Dunque, una delle condizioni da prevedere è la possibilità di dover alimentare i carichi critici solo dal sistema di accumulo, se la rete elettrica non è presente e anche le sorgenti non producono; pertanto, la potenza massima di scarica dei sistemi di accumulo ($P_{ESSs_max_scarica}$) deve essere maggiore o uguale alla potenza totale dei carichi critici ($P_{critical_loads}$):

$$P_{ESSs_max_scarica} \geq P_{critical_loads} \quad (1)$$

Inoltre, sempre per lo stesso motivo è bene che se vi siano sorgenti nella NG la potenza totale che queste possono fornire ($P_{sources}$) dovrebbe essere almeno pari alla somma dei carichi critici; tuttavia, per garantire la possibilità di accumulo di energia, ai carichi critici si deve sommare la potenza assorbita dai sistemi di accumulo ($P_{ESSs_max_carica}$), pertanto si ha che:

$$P_{sources} \geq P_{critical_loads} + P_{ESSs_max_carica} \quad (2)$$

Questo permette di alimentare i carichi critici dalle sorgenti se sono in produzione o accumulare energia nei sistemi di accumulo, o comunque fornire una quota di energia ai carichi critici, in particolare quando non si ha a disposizione la rete elettrica.

Altra condizione da tenere in considerazione è la potenza nominale del PEI (P_{PEIrat}), questo infatti deve essere in grado di immettere in rete tutta la produzione derivante dalle varie sorgenti presenti, nel caso ad esempio in

cui gli accumuli siano carichi e non ci sia alcun carico collegato, ma deve anche essere in grado di assorbire dalla rete una potenza pari alla somma di tutti i carichi (P_{loads}) più eventualmente caricare i sistemi di accumulo, nel caso sia necessario e non sia possibile caricarli mediante le sorgenti della DG, pertanto:

$$P_{PEIrat} \geq \max(P_{sources}; P_{loads} + P_{ESS_max_carica}) \quad (3)$$

Inoltre, è bene considerare che i sistemi di accumulo non devono mai essere completamente caricati o scaricati per garantire una vita utile sufficientemente lunga ed evitare problemi di over-charged e over-discharged. Pertanto, si devono tenere in considerazione dei livelli di State Of Charge (SOC) minimo e massimo diversi da 0% e 100%, rispettivamente:

$$SOC_{min} < SOC < SOC_{max} \quad (4)$$

I livelli di SOC_{min} e SOC_{max} , dipendono in genere dalla tecnologia dell'accumulo, di seguito sono stati scelti dei livelli minimo e massimo pari a 40% e 95%, per considerare sistemi di accumulo convenzionali di tipo elettrochimico, quali batteria a litio e a flusso.

La NG è configurata come un sistema di distribuzione in DC di tipo unipolare con due conduttori; quindi, il DC bus è costituito da un polo positivo ed uno negativo (il riferimento, 0V). Tuttavia, può anche essere configurata come un sistema bipolare, polo positivo e polo negativo, con riferimento a terra al centrale del DC bus. Inoltre, può essere classificata come una Remote microgrid operante solo in isola, ma anche come una Utility microgrid che opera sia in isola che in modalità grid-connected, può fornire servizi ancillari ed elevato livello di integrazione alla rete elettrica stessa, elevata qualità della potenza e continuità ai carichi critici.

5.2 La logica di gestione dei flussi di potenza: DC Bus Signaling

La logica di controllo e gestione della NG si basa sul concetto del controllo distribuito, di tipo decentralizzato, denominato in letteratura come DC bus Signaling (DBS) [55-57]. Una strategia di controllo distribuita è preferita, poiché il sistema diventa indipendente rispetto ad un controllore centrale, garantendo comunque l'affidabilità inerente alla struttura del sistema utilizzando, il DC bus stesso, come link di comunicazione. La tensione misurata ai capi dei convertitori è l'unica informazione comune scambiata tra le unità che costituiscono la NG. Al contempo, la gestione decentralizzata garantisce il funzionamento della NG indipendentemente dalle altre unità, evitando di dover scambiare informazioni e rendendo stabile la microgrid in tutte le condizioni di funzionamento, normali e critiche. Così, la DBS permette la realizzazione di un sistema di controllo decentralizzato con gli stessi vantaggi ed affidabilità di un controllo distribuito. Inoltre, il controllo del PEI è progettato in modo che la NG possa fornire i servizi ancillari alla rete elettrica. La DBS è un'estensione del concetto di utilizzo delle soglie di carica/scarica per programmare le singole fonti in modo distribuito, che induce cambiamenti a livello della tensione del DC bus per attivare la comunicazione tra i convertitori di interfaccia delle diverse sorgenti/accumulo. Questa strategia di controllo nella letteratura è generalmente proposta come strategia di controllo per impianti fotovoltaici modulari connessi alla rete con o senza sistemi di accumulo o sistemi stand-alone in presenza di un micro-sorgenti rinnovabili e non rinnovabili.

Il controllo sulla base della strategia DBS, ovvero del livello di tensione del DC bus, è proposto anche per garantire che i carichi ad alta priorità godano di una fornitura ininterrotta di energia in condizioni di sovraccarico. Il load shedding viene eseguito solo in caso di sovraccarico della NG sui carichi non critici e sulla base di una tabella di priorità stabilita, per evitare che la tensione del DC bus collassi a causa del sovraccarico stesso e non possa essere garantita l'alimentazione dei carichi critici. Dunque, anche la riduzione del carico è implementata mediante la logica DBS, sulla base del livello di tensione del DC bus.

La DBS permette di coordinare indipendentemente i convertitori di interfaccia delle sorgenti, accumulo e carichi, sulla base del solo livello di tensione del DC bus. Ad ogni convertitore è assegnato un range di funzionamento (un riferimento di tensione da inseguire, V_{ref}) e due soglie di tensione per innescare il punto in cui inizia la scarica (soglia inferiore) e quello in cui inizia la carica (soglia superiore). I convertitori non solo rispondono al livello di tensione del DC bus, ma sono anche causa della sua variazione, cambiamento della generazione o della domanda di energia, controllando automaticamente gli altri convertitori della NG. In ogni momento un solo convertitore svolge la funzione di nodo di saldo (master converter), ovvero mantiene regolata la tensione del DC bus al valore di riferimento (master converter in controllo in tensione), mentre gli altri erogano o assorbono inseguendo la tensione imposta dal master (controllo in corrente). I convertitori dei carichi operano sempre in controllo in tensione, sul carico, per mantenere la tensione entro valori ammissibili.

Come mostrato in Figura 60, un convertitore è master (Master1), quando la tensione del DC bus (V_{DC_bus}) è confinata in un determinato range. Di conseguenza il convertitore master regola la tensione del DC bus al proprio valore di riferimento (V_{ref1}), gli altri convertitori che funzionano da slave si comportano come convertitori controllati in corrente erogando o assorbendo secondo le proprie possibilità.

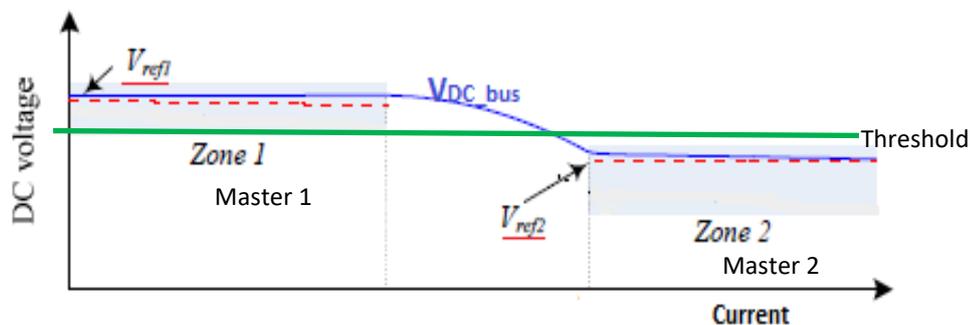


Figura 60 Schema di funzionamento della logica DBS

Ad esempio, se la domanda dei carichi varia e le sorgenti (fotovoltaico, microeolico,....) non sono in grado di soddisfare tale domanda, allora la tensione del DC bus diminuisce fin quando non si giunge alla tensione di riferimento del convertitore del sistema di accumulo. A quel punto il DC/DC del sistema di accumulo si attiva, diventa master (Master2) ed eroga la potenza necessaria a soddisfare la domanda del carico. Quindi la tensione del DC bus diminuisce e superata la soglia (Threshold), il Master1 demanda il compito della regolazione del DC bus al convertitore Master2, il quale regola la tensione del DC bus ad un nuovo valore, V_{ref2} .

Si può osservare come per attivare il convertitore DC/DC del sistema di accumulo non sia stato necessario

alcuna comunicazione da un sistema di controllo centralizzato o altro in quanto il convertitore si sia attivato grazie alla sola informazione della tensione sul DC bus, V_{DC_bus} .

5.3 Osservazioni

Il processo descritto nel paragrafo precedente può continuare ancora, diminuendo o aumentando la tensione del DC bus, sulla base delle soglie e range stabiliti dalla logica. Naturalmente, la DBS deve essere progettata per mantenere l'equilibrio energetico e un funzionamento stabile del sistema in qualsiasi condizione di funzionamento, sia in configurazione grid-connected che in stand-alone. A questo scopo, le possibili condizioni operative della NG, in configurazione grid-connected e stand-alone sono state analizzate e classificate in modalità operative, come di seguito illustrato.

Ad ogni modalità di funzionamento di cui sopra è associato un livello di tensione del DC bus. Tali livelli di tensione del DC bus sono determinate in via sperimentale, come di seguito riportato. La differenza di tensione (ΔV) tra i livelli di tensione del DC bus, relativi alle diverse modalità di funzionamento si basa sulle osservazioni riportate in [57]:

- il ΔV non deve essere troppo piccolo, altrimenti, la NG può ritrovarsi a cambiare modalità operativa a causa di imprecisioni di campionamento o un disturbo esterno che determina la variazione impropria della V_{DC_bus} ;
- il ΔV non deve essere troppo grande, altrimenti, i convertitori si trovano a funzionare in modalità assai diverse tra loro, bassa tensione ed alta corrente, ed altre a bassa corrente ed alte tensioni, che potrebbe portare a basse efficienze e sovracorrenti di guasto.

Nella NG proposta, le micro-sorgenti e i sistemi di accumulo devono essere utilizzati in modo prioritario per massimizzare l'uso delle fonti rinnovabili. Per dare priorità alle fonti rinnovabili, allora queste devono essere associate ai livelli di tensione più alti, man mano che la soglia di tensione si abbassa, la priorità diventa sempre più bassa. Le sorgenti che prendono i livelli più alti sono chiamate ad intervenire (erogare) prima rispetto alle fonti a priorità più bassa, che si trovano ai livelli di tensione inferiori.

Per quanto riguarda invece le priorità relative ai sistemi di accumulo elettrochimico, quali batterie a litio e a flusso) alla carica, ad esempio dei sistemi di accumulo, questa opera in senso inverso, rispetto alla scarica; quindi dare priorità all'accumulo di energia implica assegnare livelli di tensione maggiore a chi ha meno priorità di caricare ed assegnare livelli di tensione bassi a chi ha maggiore priorità di caricare o assorbire, come nel caso dei carichi elettrici.

La strategia di controllo proposta garantisce l'affidabilità e la stabilità durante l'esercizio della NG usando la sola tensione del DC bus come link di comunicazione. Si sottolinea che in letteratura il controllo di una microgrid in DC per la gestione dei flussi di potenza, viene generalmente eseguito in maniera centralizzata o distribuita, quindi con l'ausilio di comunicazione tra i dispositivi, utilizzando diversi segnali misurati (come la potenza) sulla base della strategia DC droop-control [52], in alcuni casi, tale strategia è combinata con il controllo della tensione

di rete e un controllo del carico attivo [57]. In tali casi, quindi, il controllo deve basarsi su diversi segnali elettrici, la potenza iniettata/assorbita in/dalla rete elettrica, la tensione della rete elettrica e la tensione del DC bus. Inoltre, come illustrato in [58], questi segnali devono essere inviati ad ogni convertitore appartenente alla microgrid. In questo modo, il costo di realizzazione aumenta e l'affidabilità del sistema è ridotto dalla presenza del sistema di comunicazione stesso.

Sarà dimostrato che la logica DBS non è efficiente solo per soddisfare i bisogni energetici locali, per l'affidabilità e la sicurezza di una singola NG [50], ma anche per soddisfare le richieste del DSO o di un aggregatore che gestisce una comunità energetica quale quella Comesto [59]. Ogni NG è in grado di modificare dinamicamente il proprio contributo di potenza scambiato con la rete elettrica, in modo tale da adattarsi alle variazioni delle richieste dell'aggregatore e contribuire alla gestione del fabbisogno energetico della comunità energetica, con obiettivi che possono variare a seconda dei casi, motivazioni energetiche o economiche [59]. La nanogrid sviluppata, rispetto a quanto proposto in letteratura, permette di integrare diverse FER e tipologie di carichi; inoltre, come evidenziato nel dettaglio nel presente capitolo, la gestione dei flussi di potenza progettata sulla base della strategia DBS, garantisce un controllo semplice ed ottimale, allo stesso tempo, dei flussi energetici nella NG e tra NG e rete elettrica. Il funzionamento stabile è garantito in molteplici configurazioni e come illustrato nel D4.5 e D4.6 in diverse applicazioni e casi sperimentali.

5.4 Progettazione della logica DC Bus Signaling

Per testare la logica di controllo DBS illustrata in [50] si è utilizzata la configurazione NG1. La strategia DBS progettata è stata suddivisa sulla base della possibile configurazione di NG [50]: grid-connected e stand-alone. Per caratterizzare le modalità operative della NG, sono considerate le seguenti variabili: la potenza di generazione delle micro-sorgenti (P_{MS}), il SOC e la potenza dei sistemi di accumulo ($P_{storage}$) e i carichi locali ($P_{localloads}$, pari ai carichi critici più i carichi DC (vedi Figura 15). I flussi di potenza di ciascun convertitore DC/DC e DC/AC sono assegnati positivi nelle direzioni delle frecce come illustrato in Figura 15.

In configurazione grid-connected, sono disponibili quattro modalità operative:

- Mode I: PEI Inverter mode;
- Mode II: Micro-source mode;
- Mode III: Storage mode;
- Mode IV: PEI rectifier mode.

Le quattro modalità di funzionamento (vedi Tabella 11) sono di seguito descritte, in accordo con una tariffa feed-in che riconosce l'autoconsumo di energia ed esclude la possibilità di caricare i sistemi di accumulo dalla rete elettrica, mentre può essere caricato dalle micro-sorgenti ed è usato per alimentare i carichi AC.

Tabella 10 Modalità in configurazione Grid-Connected

Modes	P_{MS}	SOC	P_s	Master	$P_{storage}$	P_{Grid}	Note
-------	----------	-----	-------	--------	---------------	------------	------

		[%]		Converter			
<i>I</i>	$>P_{localloads}$	≥ 95 or < 95	> 0	PEI Inverter	$= 0$ or < 0	> 0	$P_S > P_{ACloads}$
						$= 0$	$P_S = P_{ACloads}$
						< 0	$P_S < P_{ACloads}$
<i>II</i>	$= P_{localloads}$ $> P_{localloads}$	-	$= 0$	Micro-source	$= 0$ < 0	< 0	$P_{Grid} = P_{ACloads}$
						< 95	< 0
<i>III</i>	$= P_{localloads} - P_{storage}$	> 40	$= 0$	Storage	> 0	< 0	$P_{Grid} = P_{ACloads}$
<i>IV</i>	$< P_{localloads} - P_{storage}$	> 40	< 0	PEI	> 0	< 0	$P_{Grid} > P_{ACloads}$
		≤ 40		Rectifier	$= 0$		

Mode I: in questa modalità di funzionamento la potenza generata dalle micro-sorgenti (P_{MS}) è maggiore della richiesta di potenza dei carichi locali ($P_{localloads}$) e i sistemi di accumulo sono completamente carichi ($SOC \geq 95\%$) o non completamente carichi ($SOC < 95\%$) e il surplus di potenza (P_S) definendo come in (5), è positivo:

$$P_S = P_{MS} - P_{localloads} + P_{storage} \quad (5)$$

La tensione del DC bus è regolata dal PEI che opera in configurazione inverter (modalità inverter) immettendo in rete il surplus, i convertitori delle micro-sorgenti sono controllati in MPPT ed i convertitori del sistema di accumulo buck-boost bidirezionale non funzionano (se $P_{storage} = 0$) o vengono caricano i sistemi di accumulo (se $P_{storage} < 0$). In questa modalità, P_S è positivo, quindi si fornisce potenza ai carichi in AC, se la potenza è superiore alla domanda dei carichi AC ($P_{ACloads}$), l'ulteriore surplus è immesso in rete, cioè la potenza erogata in rete è positiva ($P_{Grid} > 0$). In caso contrario, se P_S è inferiore a $P_{ACloads}$, P_{Grid} è negativa e pari alla differenza tra P_S e $P_{ACloads}$. Infine, se P_S è pari a $P_{ACloads}$, P_{Grid} è uguale a zero.

Mode II: in questa modalità di funzionamento, la produzione delle micro-sorgenti P_{MS} è uguale alla domanda dei carichi locali $P_{localloads}$ oppure la differenza è uguale alla potenza necessaria per caricare i sistemi di accumulo ($P_{storage}$). In questo modo, quindi, la tensione del DC bus è regolata da un convertitore DC/DC o AC/DC della micro-sorgente con il più alto livello di tensione del DC bus (a maggiore priorità). I convertitori delle micro-sorgenti lavorano al MPP. In questo caso il P_S è pari a zero e quindi P_{Grid} è negativo e pari a $P_{ACloads}$. Il controllo del PEI è disabilitato e i convertitori dell'accumulo non funzionano ($P_{storage} = 0$) o caricano gli accumuli ($P_{storage} < 0$).

Mode III: in questa modalità di funzionamento, la produzione delle micro-sorgenti P_{MS} è inferiore alla domanda dei carichi locali $P_{localloads}$, i sistemi di accumulo sono carichi (almeno parzialmente, $SOC > 40\%$); la $P_{storage}$ insieme con P_{MS} sono sufficienti a soddisfare la domanda dei carichi locali. Quindi, la tensione del DC bus

è regolata dal convertitore dell'accumulo con maggiore priorità di scarica ($P_{storage}>0$). Inoltre, anche in questo caso i convertitori delle micro-sorgenti funzionano con MPPT mentre il controllo del PEI è disattivato. In questa modalità, il P_s è pari a zero, e quindi P_{Grid} è negativo e pari agli $P_{ACloads}$.

Mode IV: la P_{MS} è inferiore alla $P_{localloads}$ e la potenza dei sistemi di accumulo non è sufficiente (o sono completamente scarichi $SOC<40\%$) a soddisfare la domanda dei carichi locali. La tensione del DC bus è regolata dal PEI che da inverter assorbe potenza dalla rete elettrica ($P_{Grid}<0$, modalità rectifier). Anche in questo caso, i convertitori delle micro-sorgenti lavorano al MPP e i convertitori dei sistemi di accumulo se il $SOC>40\%$, sono in scarica alla massima potenza ($P_{storage}>0$) o non funzionano perché scarichi ($P_{storage}=0$, $SOC<40\%$). In questa modalità la P_s è negativa.

Generalmente, la NG opera nelle modalità Mode I o II, al fine di utilizzare completamente l'energia delle micro-sorgenti, quando disponibili. Quando le FERs non sono sufficienti la NG passa alle modalità Mode III o IV, per mantenere l'equilibrio di potenza utilizzando la potenza disponibile dai sistemi di accumulo e/o prelevando dalla rete, rispettivamente.

Si sottolinea che i sistemi di accumulo vengono utilizzati per immagazzinare l'energia prodotta dalle micro-sorgenti quando la potenza generata è superiore alle richieste di potenza dei carichi locali e tale surplus non può essere iniettato in rete o almeno non può essere iniettato se non gradualmente secondo lo standard di interconnessione alla rete elettrica. Inoltre, nella modalità Mode I, nel caso di $P_{Grid}>0$, il PEI è controllato attivando il controller dei servizi ancillari alla rete elettrica, come descritto di seguito, per essere conforme allo standard di interconnessione alla rete elettrica.

La configurazione di funzionamento stand-alone è abilitata nel caso in cui la rete elettrica viene a mancare a causa di un blackout o nel caso di intentional islanding. Si noti che in questa configurazione, la strategia di gestione e controllo della NG provvede a scollegare i carichi interrompibili sulla base su una tabella di priorità quando la generazione di energia delle micro-sorgenti più la potenza disponibile dai sistemi di accumulo è inferiore alla domanda totale del carico (carichi locali e carichi AC).

In questa configurazione ci sono tre modalità di funzionamento (vedi Tabella 12):

- Mode V: PEI Inverter mode;
- Mode VI: Micro-source mode;
- Mode VII: Storage mode.

Tabella 11 Modalità in configurazione Stand-alone

Modes	P_{MS}	SOC [%]	P_s	Master Converter	$P_{storage}$	Note
V	$>P_{localloads}$	≥ 95 or < 95	> 0	PEI Inverter	$= 0$ or < 0	$P_s > P_{ACloads} \rightarrow MS$ no MPPT <hr/> $P_s < P_{ACloads} \rightarrow$ AC loads are disconnected

				$P_S = P_{ACloads}$	AC loads are not disconnected
				=0	Local loads are disconnected based on priority table
VI	$<P_{localloads}$	<40	<0	Micro-source	$P_{MS} - P_{localloads_connected} > 0$ Storage systems are charged
	$=P_{localloads}$	-	=0		AC loads are disconnected
	$>P_{localloads}$	<95			AC loads are disconnected
	$=P_{localloads} - P_{storage}$		=0		AC loads are disconnected
VII	$<P_{localloads} - P_{storage}$	≥ 40	<0	Storage	AC loads are disconnected Local loads are disconnected based on priority table

Le tre modalità operative sono di seguito descritte nel dettaglio:

Mode V: In questa modalità la potenza prodotta dalle micro-sorgenti P_{MS} è maggiore della domanda dei carichi locali $P_{localloads}$ e della potenza assorbita dai sistemi di accumulo, che possono essere completamente carichi ($SOC \geq 95\%$) o in carica ($SOC < 95\%$), dunque il P_S è positivo. La tensione del DC bus è regolata dal PEI operante da inverter alimenta, con il P_S , i carichi AC (modalità inverter PEI), i convertitori dei sistemi di accumulo non funzionano ($P_{storage} = 0$) oppure operano per caricarli ($P_{storage} < 0$). Naturalmente, può accadere che:

P_S è superiore agli $P_{ACloads}$, la micro-sorgente con maggiore priorità non può funzionare in MPP ma deve ridurre la produzione in modo da limitare l'aumento della tensione del DC bus, il surplus non può essere immesso in rete, cioè P_{Grid} è sempre uguale a zero;

P_S è inferiore a $P_{ACloads}$, allora i carichi AC sono scollegati sulla base di una tabella di priorità fino a che non si ha un surplus sufficiente ad alimentare i carichi restanti;

P_S è uguale ai $P_{ACloads}$ allora non è necessario disconnettere i carichi.

In questi ultimi casi, i convertitori delle micro-sorgenti lavorano in MPP.

Mode VI: in questa modalità di funzionamento la P_{MS} può essere inferiore ai $P_{localloads}$ e i sistemi di accumulo sono completamente scarichi ($SOC < 40\%$), quindi i carichi locali sono disconnessi sulla base di una tabella di priorità fino a che la P_{MS} è sufficiente ad alimentare una parte dei carichi locali ($P_{localloads_connected}$). In questa modalità, il P_S è negativo. In questo caso, può accadere che la differenza tra la P_{MS} e $P_{localloads_connected}$ è positivo, ma non sufficiente a connettere un carico; quindi, può essere utilizzato per caricare i sistemi di accumulo

($P_{\text{storage}} < 0$) altrimenti P_{storage} è uguale a zero. Invece, se P_{MS} è uguale a $P_{\text{localloads}}$, P_s è uguale a zero e quindi i carichi AC devono essere scollegati. Altrimenti, se è maggiore di $P_{\text{localloads}}$ e la differenza è sufficiente per caricare i sistemi di accumulo ($P_{\text{storage}} < 0$), P_s è sempre pari a zero e i carichi AC sono scollegati. In tutti i casi la tensione del DC bus è regolata dal convertitore DC/DC o AC/DC della micro-sorgente con il più alto livello di tensione del DC bus. Gli altri convertitori delle micro-sorgenti lavorano al MPP, e i convertitori dei sistemi di accumulo non funzionano ($P_{\text{storage}} = 0$) oppure caricano gli accumuli (se $P_{\text{storage}} < 0$). Il controllo del PEI è disattivato, non trasferisce potenza verso il lato AC.

Mode VII: in questa modalità di funzionamento P_{MS} è inferiore ai $P_{\text{localloads}}$ e i sistemi di accumulo sono completamente o parzialmente carichi ($\text{SOC} \geq 40\%$). In questo caso il P_s può essere:

- uguale a zero, P_{storage} più P_{MS} sono sufficienti ad alimentare i carichi locali, mentre i carichi AC devono essere scollegati;
- negativo, i carichi locali sono scollegati sulla base della tabella di priorità ed i carichi AC deve essere tutti scollegati. In questo modo, la tensione del bus DC è regolata dal convertitore dell'accumulo a maggiore priorità di scarica (con il più alto livello di tensione di scarica del DC bus). In questo caso, i convertitori delle micro-sorgenti funzionano con controllo in MPPT mentre il controllo del PEI è disattivato.

Anche in configurazione stand-alone, il sistema funziona in modalità V o VI, sono le modalità che utilizzano completamente l'energia dalle FERs, oltre che alimentare più carichi possibili. Altrimenti, quando la potenza a disposizione è inferiore alle richieste dei carichi, questi devono essere scollegati sulla base di una opportuna tabella di priorità. La NG passa alla modalità VII nel caso in cui non si ha a disposizione una potenza sufficiente ad alimentare i carichi non critici; pertanto, si cerca di fornire la potenza disponibile per alimentare almeno i carichi critici e mantenere l'equilibrio di potenza utilizzando la potenza dei sistemi di accumulo, in caso di necessità. In questa configurazione, ovviamente, essendo disabilitato il PEI e non essendo presente la rete elettrica, i servizi ancillari non sono forniti.

Le diverse tipologie di accumulo devono essere integrate nella nanogrid e di conseguenza gestite mediante la logica di controllo DBS.

Come indicato nel progetto ComESto, tra gli accumuli convenzionali distinguiamo:

- accumulo elettrochimico con batterie a litio;
- accumulo elettrochimico con batterie a flusso;
- accumulo mediante supercapacitori.

Mentre per gli accumuli non convenzionali distinguiamo:

- accumulo ad idrogeno;
- accumulo termico;
- accumulo biodiesel;
- accumulo idrico.

Il sistema di tipo V2G, a livello di logica DBS, è del tutto assimilabile ad un sistema di accumulo con batteria a litio.

A seguire la logica DBS implementata per le configurazioni di NG individuate.

5.5 Logica DBS con accumuli convenzionali

Per le tipologie di accumulo convenzionale (litio, supercapacitore e a flusso – configurazioni NG1, NG2, NG3) sono stati individuati degli opportuni valori di tensione di riferimento da assegnare ai convertitori dei singoli sistemi di accumulo convenzionali. In Tabella 13 si riportano i valori di riferimento della tensione per i convertitori relativi all’accumulo con batterie a litio e batterie a flusso.

Tabella 12 Valori di Tensione sistema di accumulo litio e flusso

V_{DC_BUS} [V]	DC/DC	
	Sistema di accumulo litio	Sistema di accumulo flusso
$342.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 357.5$	eroga la massima potenza	eroga la massima potenza
$357.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 372.5$	eroga potenza	eroga la massima potenza
$372.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 387.5$	- (non attiva)	eroga potenza
$387.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 402.5$	-	-
$402.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 417.5$	-	assorbe potenza
$417.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 447.5$	assorbe potenza	assorbe la massima potenza
$447.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 462.5$	assorbe la massima potenza	assorbe la massima potenza

Come è possibile osservare dalla tabella, i valori di tensione di riferimento appartengono ad un range di tensione entro il quale il convertitore si attiva e in alcuni casi si comporta da “master converter”. Nell’implementazione della strategia di controllo tali range vengono realizzati mediante dei cicli di isteresi. I livelli di tensione sono stati determinati grazie allo studio e l’analisi dei risultati ottenuti dalle simulazioni, mediante appositi software come Simulink della MathWorks e Simplorer della ANSYS, dove sono stati implementati i modelli ai valori medi dei convertitori costituenti la nanogrid.

Mediante tali simulazioni dove si è implementata la strategia di controllo DBS è stato possibile individuare anche la tensione di riferimento del bus DC relativo all’accumulo con Supercapacitore, come riportata in Tabella 14.

Tabella 13 Valori di Tensione sistema di accumulo Supercapacitore

V_{DC_BUS} [V]	DC/DC Supercapacitore
$387.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 402.5$	assorbe ed eroga potenza

Dalle Tabelle 13 e 14 è possibile osservare il comportamento dei convertitori, che a seconda della tensione misurata sul bus DC erogano/assorbono potenza o, in alcuni casi, vengono disattivati. In determinati range di tensioni i convertitori dei sistemi di accumulo assumono, nella strategia di controllo DBS, la funzione di “master converter”, come riportato in Figura 61, dove tali convertitori impongono la tensione di riferimento sul bus DC. È opportuno sottolineare come nel caso del sistema di accumulo con il Supercapacitore, il sistema venga inteso come supporto alla nanogrid in termini di “potenza”, ragion per cui nello specifico range di funzionamento il convertitore del supercapacitore imponga la tensione di riferimento erogando ed assorbendo potenza in modo da livellare, per quanto possibile, i picchi di potenza sia in prelievo che in immissione che si verificano durante il normale funzionamento della nanogrid. Quindi, qualora la nanogrid abbia integrato un sistema di accumulo a supercapacitori è consigliabile dotare la nanogrid anche di un altro sistema di accumulo, batteria a litio o a flusso, capace di supportare la nanogrid in “energia”.

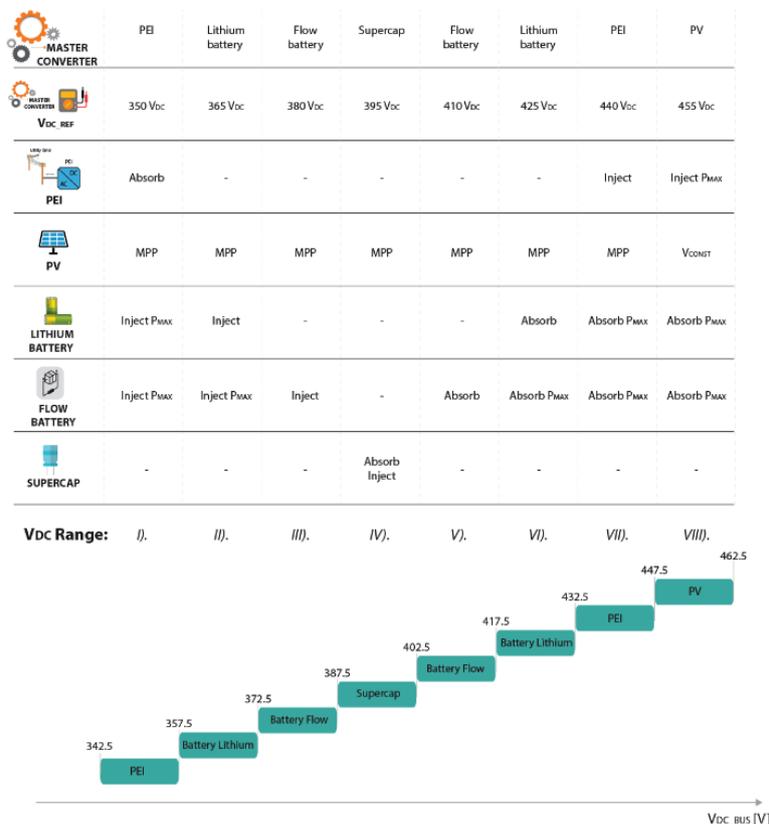


Figura 61 Livelli di tensione e master converter in una nanogrid con tutti gli accumuli convenzionali (NG1, NG2 e NG3)

In Figura 61 vengono riportati gli stati di funzionamento dei convertitori, presenti nella nanogrid, al variare della tensione sul bus DC. Nella prima riga viene fornita l'indicazione del convertitore master, ovvero il convertitore che impone il valore di riferimento sul bus DC. Nella seconda riga è presente il valore di tensione di riferimento che il convertitore master, controllato in tensione, impone sul bus DC. Nella terza e quarta riga vengono riportati, rispettivamente, lo stato di funzionamento, al variare della tensione sul bus DC, del convertitore DC/AC di interfaccia con la rete elettrica (denominato Power Electronic Interface – PEI) e del convertitore DC/DC collegato al generatore fotovoltaico (PV). Nelle righe seguenti vengono indicati gli stati di funzionamento dei convertitori relativi ai sistemi di accumulo convenzionale, per come meglio specificato di seguito:

I). $V_{DC} \text{ Range: } 342.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 357.5$

Il convertitore master, controllato in tensione, è il PEI il quale, assorbendo potenza dalla rete, impone una tensione sul bus DC pari a 350V. Gli altri convertitori della nanogrid, per quanto concerne la strategia di controllo DBS, assumono la funzione “slave”, ovvero sono controllati in corrente, e operano in base alle loro caratteristiche. Ad esempio, il convertitore relativo al generatore fotovoltaico opera nel punto di massima potenza (Maximum Power Point - MPP), ovvero estrarre la massima potenza dal generatore fotovoltaico mentre i due sistemi di accumulo, litio e flusso, operano erogando la massima corrente e quindi potenza; il convertitore del supercap ha terminato la sua energia ed è disabilitato.

II). $V_{DC} \text{ Range: } 357.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 372.5$

Il convertitore master, controllato in tensione, è il convertitore del sistema di accumulo a litio il quale impone una tensione sul bus DC pari a 365V erogando potenza e quindi prelevando energia dalla batteria. Il PEI è disabilitato, ovvero non scambia potenza con la rete, il convertitore relativo al generatore fotovoltaico opera in MPP, il sistema di accumulo a flusso eroga la massima potenza e il convertitore del supercap ha terminato la sua energia ed è quindi disabilitato.

III). $V_{DC} \text{ Range: } 372.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 387.5$

Il convertitore master, controllato in tensione, è il convertitore del sistema di accumulo a flusso il quale impone una tensione sul bus DC pari a 380V erogando potenza e quindi prelevando energia dalla batteria. Il PEI è disabilitato, ovvero non scambia potenza con la rete, il convertitore relativo al generatore fotovoltaico opera in MPP, il sistema di accumulo a litio non eroga potenza e il convertitore del supercap ha terminato la sua energia, entrambi sono disabilitati.

IV). $V_{DC} \text{ Range: } 387.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 402.5$

Il convertitore master, controllato in tensione, è il convertitore del sistema di accumulo a supercap il quale impone una tensione sul bus DC pari a 395V. Il convertitore relativo al generatore fotovoltaico opera in MPP mentre il resto dei convertitori è disabilitato.

V). $V_{DC} \text{ Range: } 402.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 417.5$

Il convertitore master, controllato in tensione, è il convertitore del sistema di accumulo a flusso il quale impone

una tensione sul bus DC pari a 410V assorbendo potenza e quindi immettendo energia dalla batteria. Il PEI è disabilitato, ovvero non scambia potenza con la rete, il convertitore relativo al generatore fotovoltaico opera in MPP, il sistema di accumulo a litio non eroga potenza e il convertitore del supercap ha terminato la sua energia, entrambi sono disabilitati.

VI). V_{DC} Range: $417.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 432.5$, oltre al generatore FV ed il supercap, anche l'accumulo non convenzionale Fuel Cell

Il convertitore master, controllato in tensione, è il convertitore del sistema di accumulo a litio il quale impone una tensione sul bus DC pari a 425V assorbendo potenza e quindi immettendo energia dalla batteria. Il sistema di accumulo a flusso assorbe la massima potenza mentre il PEI è disabilitato, ovvero non scambia potenza con la rete, il generatore fotovoltaico opera in MPP e il convertitore del supercap ha terminato la sua energia ed è disabilitato.

VII). V_{DC} Range: $432.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 447.5$

Il convertitore master, controllato in tensione, è il convertitore PEI il quale, imponendo una tensione sul bus DC pari a 440V, immette potenza in rete. Il generatore fotovoltaico opera in MPP e i due sistemi di accumulo, litio e flusso, erogano la massima potenza mentre il convertitore del supercap ha terminato la sua energia ed è disabilitato.

VIII). V_{DC} Range: $447.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 462.5$

Il convertitore master, controllato in tensione, è il convertitore del generatore fotovoltaico il quale, imponendo una tensione sul bus DC pari a 455V. Tale convertitore non opera più nel punto di massima potenza (MPP) ma lavora a tensione costante. Il PEI immette in rete la massima potenza, i due sistemi di accumulo, litio e flusso, erogano la massima potenza mentre il convertitore del supercap ha terminato la sua energia ed è disabilitato.

5.6 Logica DBS con accumuli non convenzionali

Per quanto concerne l'integrazione nella logica DBS del controllo dei diversi accumuli non convenzionali, si è proceduto con l'individuazione degli opportuni valori di tensione di riferimento da assegnare ai convertitori dei singoli sistemi di accumulo non convenzionali.

Gli accumuli non convenzionali da integrare nella logica DBS sono:

- accumulo ad idrogeno (Fuel Cell di tipo PEM);
- accumulo termico;
- accumulo idrico;
- accumulo biodiesel.

5.6.1 Nanogrid integrante l'accumulo non convenzionale ad idrogeno

Come fatto per l'integrazione degli accumuli convenzionali anche in questo caso si è proceduto con una serie di simulazioni dove di volta in volta veniva integrato nella NG un sistema di accumulo non convenzionale e simulato il suo nelle diverse condizioni di operabilità della NG stessa.

In riferimento alla configurazione della NG4 dove, oltre all'accumulo convenzionale supercap, viene integrato l'accumulo ad idrogeno-PEM. La connessione della FC sul DC bus avviene mediante un convertitore bidirezionale DC/DC. Mediante una serie di simulazioni è stato possibile individuare la tensione di riferimento del bus DC da assegnare al convertitore DC/DC a seconda che la FC stia erogando o assorbendo, tali valori sono riportati in Tabella 15.

Tabella 14 Valori di Tensione sistema di accumulo Fuel Cell

V_{DC_BUS} [V]	DC/DC Fuel Cell
$357.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 372.5$	assorbe potenza
$387.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 402.5$	eroga potenza

Dalla Tabella 15 è possibile osservare il comportamento del convertitore relativo alla Fuel Cell, che a seconda della tensione misurata sul bus DC eroga/assorbe potenza. Complessivamente la nanogrid mostrata in Figura 63, la quale integra oltre al generatore PV e al supercap, anche l'accumulo non convenzionale Fuel Cell, a seconda dei range di tensioni abilita i convertitori a funzionare da “*master converter*” nella strategia di controllo DBS. Il tutto riportato in Figura 62, dove tali convertitori impongono la tensione di riferimento sul bus DC in determinati range di tensione.

MASTER CONVERTER	PEI	Fuel Cell	Supercap	Fuel Cell	PEI	PV
Vdc_REF	350 Vdc	365 Vdc	380 Vdc	395 Vdc	410 Vdc	425 Vdc
PEI	Absorb	-	-	-	Inject	Inject P _{MAX}
PV	MPP	MPP	MPP	MPP	MPP	V _{CONST}
FUEL CELL	Inject P _{MAX}	Inject	-	Absorb	Absorb P _{MAX}	Absorb P _{MAX}
SUPERCAP	-	-	Absorb Inject	-	-	-

Vdc Range: I), II), III), IV), V), VI).

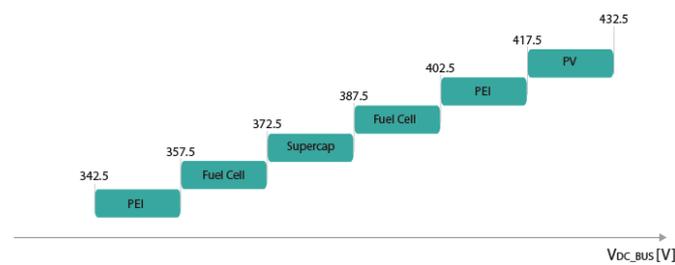


Figura 62 Tensioni di riferimento e master converter per NG4 con generatore PV, supercap e fuel cell

Successivamente, terminate le simulazioni della NG, integrante il sistema di accumulo convenzionale supercap e il sistema di accumulo non convenzionale ad idrogeno, si è proceduto con l'integrazione anche del sistema di accumulo elettrochimico a litio, configurazione NG5.

In tale configurazione, mediante opportune simulazioni, è stato possibile individuare la tensione di riferimento del DC bus da assegnare al convertitore DC/DC a seconda che la FC stia erogando o assorbendo, tali valori sono riportati in Tabella 16.

Tabella 15 Valori di Tensione sistema di accumulo Fuel Cell

V _{DC_BUS} [V]	DC/DC
	Fuel Cell
$372.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 387.5$	assorbe potenza
$402.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 417.5$	eroga potenza

Dalla Tabella 16 è possibile osservare il comportamento del convertitore relativo alla Fuel Cell, che a seconda

della tensione misurata sul bus DC eroga/assorbe potenza. Complessivamente la nanogrid mostrata in Figura 58, la quale integra oltre al generatore PV, il supercap, l’accumulo a litio, anche l’accumulo non convenzionale Fuel Cell, a seconda dei range di tensioni abilita i convertitori a funzionare da “master converter” nella strategia di controllo DBS. Il tutto riportato in Figura 63, dove tali convertitori impongono la tensione di riferimento sul bus DC in determinati range di tensione.

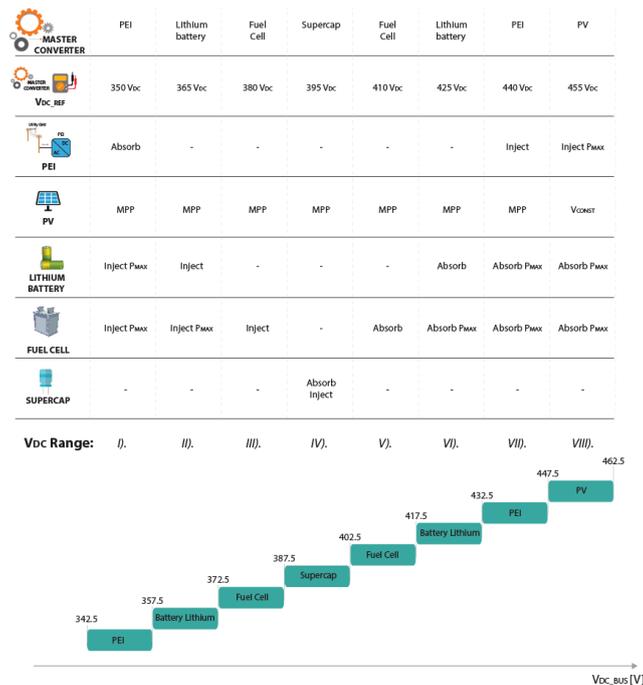


Figura 63 Tensioni di riferimento e master converter per NG5 con generatore FV, accumulo litio, supercap e fuel cell

5.6.2 Nanogrid integrante l’accumulo non convenzionale termico

Per la configurazione di NG6 presa in esame dove vi è la presenza contemporanea degli accumuli convenzionali litio e supercap e l’accumulo termico non convenzionale, è opportuno osservare come in questa configurazione si prevede di attivare l’accumulo termico e quindi attivare la resistenza di dissipazione immersa nel serbatoio di accumulo solo nel momento in cui si abbia un surplus che porterebbe la strategia di controllo della NG a disabilitare la funzione MPPT del convertitore FV.

Tale considerazione scaturisce dal fatto che, ai fini della strategia di controllo DBS della NG, l’accumulo termico rappresenta un carico da attivare nel caso in cui vi sia un surplus di generazione e quindi la tensione sul bus DC aumenta (ad esempio i sistemi di accumulo supercap e litio risultano già carichi e non vi è la possibilità di immettere tale surplus in rete) e, come descritto nelle modalità precedenti, la NG andrebbe nella modalità in cui viene disabilitata la funzione MPPT del convertitore fotovoltaico. Quindi, prima di disattivare la funzione MPPT e non prelevare la massima potenza dal generatore PV si attiva l’accumulo termico. Inoltre, tale accumulo termico, come vedremo nel proseguo del progetto, è funzionale anche ad altri tipi di accumulo come la stessa fuel cell oppure biodiesel.

Di seguito in Figura 64 si riportano i range di tensioni dove i convertitori appartenenti alla NG, sono abilitati a

funzionare da “master converter” nella strategia di controllo DBS. Inoltre, sempre in Figura 64 si dettagliano i range di tensioni di funzionamento dei singoli convertitori della NG e si può osservare come il DC/DC relativo all’accumulo termico, che svolge mai la funziona da master converter, si attivi nel range IV, immediatamente prima del range in cui il DC/DC del generatore PV disattivi la funzione MPPT.

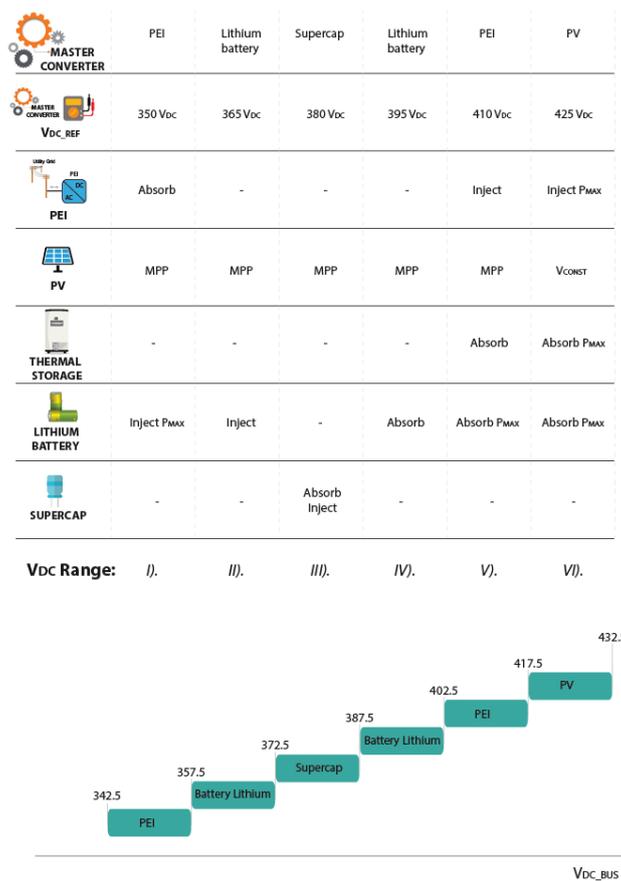


Figura 64 Tensioni di riferimento e master converter per NG6 con generatore PV, accumulo litio, supercap e accumulo termico

Al contrario di quanto si possa pensare al convertitore DC/DC a cui è connessa la resistenza di dissipazione sono richieste performance molto elevate, in quanto mediante la tecnica PWM più il controllo è fine meglio si riesce a gestire eventuali picchi di produzione o altri squilibri sul bus.

Infine, in Tabella 17 vengono riportati i valori di tensione di riferimento da assegnare al convertitore DC/DC dell’accumulo termico affinché il DC/DC si attivi e dissipi potenza sul resistore.

TABELLA 16 VALORI DI TENSIONE SISTEMA DI ACCUMULO TERMICO

V _{DC_BUS} [V]	DC/DC
	Accumulo Termico

$387.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 402.5$	assorbe potenza
$402.5 \leq V_{DC_BUS} \leq 432.5$	assorbe la massima potenza

5.6.3 Nanogrid integrante l'accumulo non convenzionale idrico

La NG7 che integra l'accumulo non convenzionale idrico si distingue nelle due configurazioni NG7.1 e NG7.2. In entrambi le configurazioni la NG oltre all'accumulo idrico integra anche il generatore PV e l'accumulo a litio.

È opportuno precisare, che a differenza delle configurazioni di NG precedenti, tali configurazioni sono pensate per essere a servizio non dell'utente residenziale ma del condominio (anche il generatore PV è a servizio dell'utenze condominiali). Nel progetto si prevede l'utilizzo dell'accumulo idrico abbinato all'impiego di un'autoclave condominiale (rappresentato mediante una semplice pompa alimentata dalla NG). L'accumulo idrico è pensato con un funzionamento a gravità a valle del serbatoio del servizio idrico (Big Tank), con un surplus di carico in corrispondenza degli impianti autoclave, quasi sempre ubicati al disotto del piano stradale. Quindi si determina la possibilità di una produzione idroelettrica di aliquote non trascurabili di energia, da impiegare a servizio dello stesso impianto autoclave di ciascun edificio mediante l'utilizzo di microturbine.

Inoltre, nella seconda configurazione NG7.2, vi è la possibilità, mediante il controllo di una elettrovalvola, di gestire l'attivazione o meno della microturbina in grado di generare potenza elettrica al passaggio dell'acqua nelle tubazioni proveniente dal Bing Tank.

Analizzate quindi le due configurazioni di NGs si è proceduto con delle simulazioni mirate a verificare il funzionamento del convertitore DC/AC dell'accumulo idrico. Da tali simulazioni è emerso come nella prima configurazione di NG7.1 il comportamento del sistema di accumulo idrico non è controllabile e quindi il convertitore DC/AC destinato all'accumulo idrico non assume mai la funzione di master converter come mostrato in Figura 65.

MASTER CONVERTER	PEI	Lithium battery	PEI	PV
MASTER CONVERTER V _{DC_REF}	385 V _{dc}	400 V _{dc}	415 V _{dc}	430 V _{dc}
PEI	Absorb	-	Inject	Inject P _{MAX}
PV	MPP	MPP	MPP	V _{CONST}
LITHIUM BATTERY	Inject P _{MAX}	Absorb Inject	Absorb P _{MAX}	Absorb P _{MAX}

V_{dc} Range: I). II). III). IV).

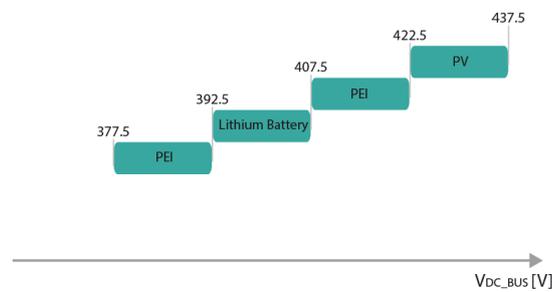


Figura 65 Tensioni di riferimento e master converter per NG7.1 con generatore PV, accumulo a litio e accumulo idrico

Mentre nella seconda configurazione di NG7.2, il sistema di accumulo idrico, grazie alla possibilità di controllare il passaggio dell'acqua nella microturbina, fa sì che il convertitore DC/AC del sistema di accumulo possa assumere in alcuni range di tensione il ruolo di master converter e quindi possa imporre sul bus DC la tensione di riferimento come mostrato in Figura 66.

MASTER CONVERTER	PEI	Hydraulic Storage	Lithium battery	PEI	PV
VDC_RKF	370 V _{DC}	385 V _{DC}	400 V _{DC}	415 V _{DC}	430 V _{DC}
PEI	Absorb	-	-	Inject	Inject P _{MAX}
PV	MPP	MPP	MPP	MPP	V _{CONST}
LITHIUM BATTERY	Inject P _{MAX}	Inject P _{MAX}	Absorb Inject	Absorb P _{MAX}	Absorb P _{MAX}
HYDRAULIC STORAGE	Inject P _{MAX}	Inject	-	-	-

V_{DC} Range: I), II), III), IV), V),

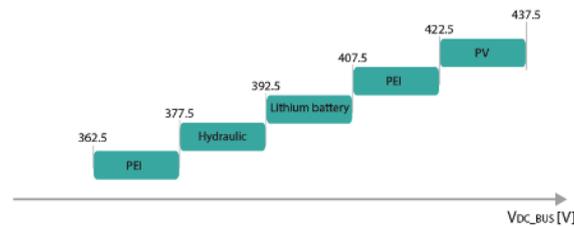


Figura 66 Tensioni di riferimento e master converter per NG7.2 con generatore PV, accumulo a litio, supercap e accumulo idrico controllabile

5.6.4 Nanogrid integrante l'accumulo non convenzionale biodiesel

Nella configurazione NG8, mediante opportune simulazioni, è stato possibile individuare la tensione di riferimento del bus DC da assegnare al convertitore DC/AC dedicato alla fase di transesterificazione e al convertitore DC/AC relativo al MCI, tali valori sono riportati in Tabella 18.

Tabella 17 Valori di Tensione sistema di accumulo Biodiesel

V _{DC_BUS} [V]	DC/AC	DC/AC
	MCI	Transesterification
362.5 ≤ V _{DC_BUS} ≤ 392.5	eroga potenza	-
407.5 ≤ V _{DC_BUS} ≤ 452.5	-	assorbe potenza

Dalla Tabella 18 è possibile osservare il comportamento del convertitore relativo al MCI eroghi un dato valore di potenza che dipende della tensione misurata sul bus DC. Mentre il convertitore relativo alla fase di transesterificazione assorbe un valore di potenza che dipende della tensione misurata sul bus DC.

Complessivamente la nanogrid, la quale integra oltre al generatore PV, il supercap, l'accumulo a litio, anche l'accumulo non convenzionale a biodiesel, a seconda dei range di tensioni abilita i convertitori a funzionare da "master converter" nella strategia di controllo DBS. In Figura 67 vengono mostrati i valori di tensione di riferimento che tali convertitori impongono sul bus DC in determinati range di tensione ed il loro comportamento in termini di potenza.

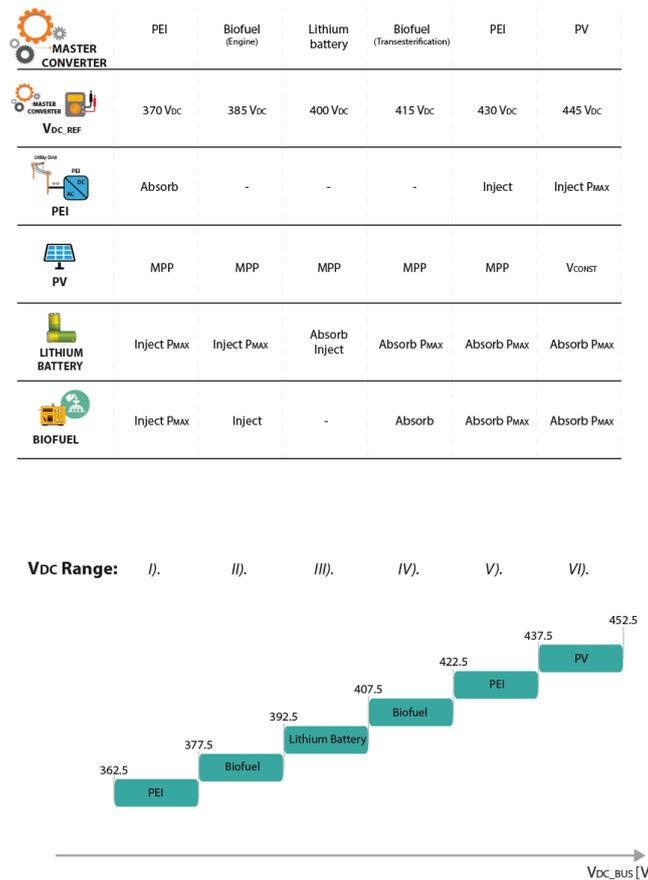


Figura 67 Tensioni di riferimento e master converter per NG8 con generatore PV, accumulo a litio e accumulo biodiesel

6 CONCLUSIONI

L'attività svolta ha portato alla definizione di una configurazione modulare di nanogrid da realizzare per applicazioni residenziali e alla definizione delle soluzioni di convertitori DC/DC identificate ed analizzate per interfacciare i sistemi di accumulo di tipo convenzionale (batterie a litio, batterie a flusso e SuperCap) e di tipo non convenzionale (Cella a combustibile di tipo Polymer-Electrolyte-Membrane e Solid Oxide Fuel Cell) al bus DC della nanogrid di progetto. Sono stati, inoltre, riportati i risultati delle attività riguardanti le interfacce di conversione per sistemi Vehicle To Grid (V2G). L'analisi condotta è stata corredata dalle valutazioni tecnico-economiche delle soluzioni più promettenti per ciascun tipo di accumulo. Si è proceduto alla definizione ed implementazione del protocollo M2M per la comunicazione tra Eugenio e nanogrid, nonché dei componenti Eugenio, uSonic, Evobess ed Evometer. Infine, in base alle configurazioni di nanogrid individuate è stata definita

in dettaglio la logica di controllo DBS e mediante opportune simulazioni, condotte in A4.5 e A4.6, è stato possibile individuare la tensione di riferimento del bus DC da assegnare a ciascun convertitore DC/AC e DC/DC nelle diverse configurazioni.

7 BIBLIOGRAFIA

- [1] BURGIO A., BRUSCO G., MENNITI D., PINNARELLI A., SORRENTINO N., “ENERGY MANAGEMENT SYSTEM FOR AN ENERGY DISTRICT WITH DEMAND RESPONSE AVAILABILITY”, IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 5 (5), PP. 2385-2393, 2014.
- [2] MENNITI D., PINNARELLI A., SORRENTINO N., BELLI G., “A LOCAL MARKET MODEL INVOLVING PROSUMERS TAKING INTO ACCOUNT DISTRIBUTION NETWORK CONGESTIONS IN SMART CITIES”, INTERNATIONAL REVIEW OF ELECTRICAL ENGINEERING (IREE), VOL. 9 (5), PP. 976-985, 2014.
- [3] BARONE G., BRUSCO G., BURGIO A., CERTO F., MENNITI D., PINNARELLI A., SORRENTINO N., “A LOCAL REAL-TIME CONTROLLER TO FACE THE PROBLEM OF POWER IMBALANCE IN A VED CONSISTING OF SEVERAL DC MICROGRIDS”, 17TH IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING, FLORENCE, ITALY, JUNE 2016.
- [4] BARONE G., BRUSCO G., BURGIO A., MENNITI D., PINNARELLI A., SORRENTINO N., “A POWER MANAGEMENT AND CONTROL STRATEGY WITH GRID-ANCILLARY SERVICES FOR A MICROGRID BASED ON DC BUS”, INTERNATIONAL REVIEW OF ELECTRICAL ENGINEERING (IREE), VOL. 9 (4), PP. 792-802, 2014.
- [5] BARONE, G.; BRUSCO, G.; BURGIO, A.; MENNITI, D.; PINNARELLI, A.; SORRENTINO, N. INTENTIONAL ISLANDING CONTROL OF A SMART USER NETWORK. IN PROCEEDINGS OF THE 2015 IEEE 15TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING (EEEIC), ROME, ITALY, 10–13 JUNE 2015; PP. 683–688.
- [6] BELLI, G.; GIORDANO, A.; MASTROIANNI, C.; MENNITI, D.; PINNARELLI, A.; SCARCELLO, L.; STILLO, M. A UNIFIED MODEL FOR THE OPTIMAL MANAGEMENT OF ELECTRICAL AND THERMAL EQUIPMENT OF A PROSUMER IN A DR ENVIRONMENT. IEEE TRANS. SMART GRID 2017, DOI:10.1109/TSG.2017.2778021.
- [7] G. GRADITI, G. ADINOLFI, V. PALLADINO AUXILIARY SERVICES PROVIDED BY SMART MAXIMUM POWER POINT TRACKING CONVERTERS: STATE OF ART AND IMPLEMENTATIONS INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON POWER ELECTRONICS, ELECTRICAL DRIVES, AUTOMATION AND MOTION (2016) 1025–1029.
- [8] W. W. A. G. SILVA, P. F. DONOSO -GARCIA, S. I. SELEME JR., T. R. OLIVEIRA, C. H. G. SANTOS AND A. S. BOLZON STUDY OF THE APPLICATION OF BIDIRECTIONAL DUAL ACTIVE BRIDGE CONVERTERS IN DC NANOGRID ENERGY STORAGE SYSTEMS BRAZILIAN POWER ELECTRONICS CONFERENCE (2013) 609-614.
- [9] JØRGENSEN, K. LÜTHJE, M. ALBERT, M. DEL CARMEN; ZHANG, ZHE; ANDERSEN, MICHAEL A. E. REVIEW OF HIGH EFFICIENCY BIDIRECTIONAL DC-DC TOPOLOGIES WITH HIGH VOLTAGE GAIN, PROCEEDINGS OF THE 52ND INTERNATIONAL UNIVERSITIES' POWER ENGINEERING CONFERENCE, 2017.
- [10] H. LI, F. PENG, AND J. LAWLER A NATURAL ZVS HIGH-POWER BIDIRECTIONAL DC-DC CONVERTER WITH MINIMUM NUMBER OF DEVICES THIRTY-SIXTH IAS ANNUAL MEETING IEEE (2001) (3) 1874–1881.
- [11] N. KONDRATH, AN OVERVIEW OF BIDIRECTIONAL DC-DC CONVERTER TOPOLOGIES AND CONTROL STRATEGIES FOR INTERFACING ENERGY STORAGE SYSTEMS IN MICROGRIDS, JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING 6 (2018) 11-17 DOI: 10.17265/2328-2223/2018.01.002.
- [12] J. TIAN, C. REN, Y. JIA CONTROL STRATEGY OF HESS WITH DUAL ACTIVE BRIDGE BIDIRECTIONAL DC/DC CONVERTER IN DC MICROGRID, PROCEEDINGS OF THE 12TH IEEE CONFERENCE ON INDUSTRIAL ELECTRONICS AND APPLICATIONS (ICIEA), 2017.
- [13] A. G. HIDALGO OÑATE DESIGN OF AN ISOLATED DC/DC POWER CONVERTER TO CONNECT A LOW VOLTAGE SUPERCAPACITOR STRING TO A DC POWER SYSTEM, PROJECT THESIS SUBMITTED IN PART FULFILMENT OF THE REQUIREMENTS FOR THE DEGREE OF MASTER OF SCIENCE ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERING, THE UNIVERSITY OF NOTTINGHAM., 2016.

- [14] T. ČIHAK, Ž. JAKOPOVIĆ SUPERCAPACITORS IN POWER CONVERTER DC LINK A SHORT OVERVIEW OF DESIGN AND APPLICATION ISSUES, IEEE JOURNAL.
- [15] W. PHETPHIMOON, K. BHUMKITTIPICH MODELING AND SIMULATION OF BIDIRECTIONAL HALF BRIDGE DC-DC CONVERTER, IEEE JOURNAL.
- [16] B. ZHAO, Q. SONG, W. LIU, Y. SUN OVERVIEW OF DUAL-ACTIVE-BRIDGE ISOLATED BIDIRECTIONAL DC-DC CONVERTER FOR HIGH-FREQUENCY-LINK POWER-CONVERSION SYSTEM IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 29, N. 8, AGOSTO 2014.
- [17] P. R. KAREEM, A. M. T. I. ALNAIB PEM FUEL CELL POWERED MULTILEVEL CONVERTER ANBAR JOURNAL OF ENGINEERING SCIENCE, VOL. 7, N. 3, PP. 300 – 307, GENNAIO 2018.
- [18] L. M. P. FANJUL DESIGN CONSIDERATIONS FOR DC-DC CONVERTERS IN FUEL CELL SYSTEMS DISSERTATION DECEMBER 2006
- [19] M. GRÖTSCH, M. MANGOLD, A. KIENLE ANALYSIS OF THE COUPLING BEHAVIOR OF PEM FUEL CELLS AND DC-DC CONVERTERS ENERGIES- SPECIAL ISSUE "FUEL CELLS", VOL. 2, N. 1, PP. 71-96, MARZO 2009.
- [20] J. HWANG, L. CHEN, S. YEH COMPREHENSIVE ANALYSIS AND DESIGN OF MULTI-LEG FUEL CELL BOOST CONVERTER ELSEVIER APPLIED ENERGY, VOL. 84 PP. 1274 – 1288 DICEMBRE 2007.
- [21] A. KIRUBAKARAN, S. JAIN, R. K. NEMA THE PEM FUEL CELL SYSTEM WITH DC/DC BOOST CONVERTER: DESIGN, MODELING AND SIMULATION INTERNATIONAL JOURNAL OF RECENT TRENDS IN ENGINEERING, VOL. 1, N. 3, PP. 157-161, MAGGIO 2009
- [22] W. SUBSINGH, P. SARAKARN 4 PHASE INTERLEAVED DC BOOST CONVERTER FOR PEMFC APPLICATIONS ELSEVIER PROCEDIA ENGINEERING, VOL. 32, PP. 1127 – 1134, 2012.
- [23] S. CHENG, L. XU, J. LI, C. FANG, J. HU, M. OUYANG DEVELOPMENT OF A PEM FUEL CELL CITY BUS WITH A HIERARCHICAL CONTROL SYSTEM ENERGIES- SPECIAL ISSUE "POLYMER ELECTROLYTE MEMBRANE FUEL CELLS 2016", VOL. 9, N. 6 MAGGIO 2016.
- [24] K.-WON SUH, A. G. STEFANOPOULOU COORDINATION OF CONVERTER AND FUEL CELL CONTROLLERS INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON, MEDITERRANEAN CONFERENCE ON CONTROL AND AUTOMATION INTELLIGENT CONTROL, 27-29 GIUGNO 2005.
- [25] M. T. OUTEIRO, A. CARVALHO METHODOLOGY OF DESIGNING POWER CONVERTERS FOR FUEL CELL BASED SYSTEMS: A RESONANT APPROACH NEW DEVELOPMENTS IN RENEWABLE ENERGY MARZO 2013.
- [26] D. S. GAUTAM, A. K. S. BHAT A COMPARISON OF SOFT-SWITCHED DC-TO-DC CONVERTERS FOR ELECTROLYZER APPLICATION IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 28, N. 1, GENNAIO 2013.
- [27] B. YODWONG, D. GUILBERT, W. KAEWMANEE, M. PHATTANASAK ENERGY EFFICIENCY BASED CONTROL STRATEGY OF A THREE-LEVEL INTERLEAVED DC-DC BUCK CONVERTER SUPPLYING A PROTON EXCHANGE MEMBRANE ELECTROLYZER ELECTRONICS SPECIAL ISSUE "ADVANCES IN POWER ELECTRONICS TECHNOLOGIES FOR RENEWABLE ENERGY SYSTEMS", VOL. 8, N. 933 AGOSTO 2019.
- [28] V. GUIDA, D. GUILBERT, B. DOUINE LITERATURE SURVEY OF INTERLEAVED DC-DC STEP-DOWN CONVERTERS FOR PROTON EXCHANGE MEMBRANE ELECTROLYZER APPLICATIONS TRANSACTIONS ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING VOL. 3, N. 1, 2019.
- [29] Z. ZHENG, K. WANG, L. XU, Y. LI A HYBRID CASCADED MULTILEVEL CONVERTER FOR BATTERY ENERGY MANAGEMENT APPLIED IN ELECTRIC VEHICLES IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 29, N. 7, LUGLIO 2014.

- [30] O V KUKOVINETS, K M SIDOROV, V E YUTT ISOLATED STEP-DOWN DC -DC CONVERTER FOR ELECTRIC VEHICLES IOP CONFERENCE SERIES: MATERIALS SCIENCE AND ENGINEERING, VOL. 315, 2018
- [31] S. F. TIE, C. W. TAN A REVIEW OF ENERGY SOURCES AND ENERGY MANAGEMENT SYSTEM IN ELECTRIC VEHICLES ELSEVIER RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS, VOL. 20, PP. 82-102, APRILE 2013.
- [32] S. CHAKRABORTY, H. VU, M. M. HASAN, D. TRAN, M. EL BAGHDADI, O. HEGAZY DC-DC CONVERTER TOPOLOGIES FOR ELECTRIC VEHICLES, PLUG-IN HYBRID ELECTRIC VEHICLES AND FAST CHARGING STATIONS: STATE OF THE ART AND FUTURE TRENDS ENERGIES SPECIAL ISSUE "RECENT POWER ELECTRONICS AND CONTROL SYSTEMS FOR (PLUG-IN) ELECTRIC (HYBRID) VEHICLES" VOL.12, N. 1569, 25 APRILE 2019.
- [33] G. VACHEVA, V. DIMITROV, N. HINOV MODELLING AND CONTROL OF BIDIRECTIONAL BUCK-BOOST CONVERTER FOR ELECTRIC VEHICLES APPLICATIONS INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL MACHINES, DRIVES AND POWER SYSTEMS ELMA, 6-8 GIUGNO 2019.
- [34] K. V. SINGH, H. O. BANSAL, D. SINGH A COMPREHENSIVE REVIEW ON HYBRID ELECTRIC VEHICLES: ARCHITECTURES AND COMPONENTS JOURNAL OF MODERN TRANSPORTATION, VOL. 27, N. 2, PP 77–107, GIUGNO 2019.
- [35] H. FATHABADI UTILIZING SOLAR AND WIND ENERGY IN PLUG-IN HYBRID ELECTRIC VEHICLES ELSEVIER ENERGY CONVERSION AND MANAGEMENT VOL. 156 PP. 317–328, GENNAIO 2018.
- [36] L. RUBINO, C. CAPASSO, O. VENERI REVIEW ON PLUG-IN ELECTRIC VEHICLE CHARGING ARCHITECTURES INTEGRATED WITH DISTRIBUTED ENERGY SOURCES FOR SUSTAINABLE MOBILITY ELSEVIER APPLIED ENERGY 207 PP. 438–464, DICEMBRE 2017.
- [37] A. A. DÍAZ-COMAS, H. J. C. LÓPEZ TAPIA, R. V. CARRILLO SERRANO MULTI-PORT NOVEL TOPOLOGY OF A DC-DC CONVERTER FOR ELECTRIC VEHICLE APPLICATION INTERNATIONAL ENGINEERING CONGRESS CONIIN, MAGGIO 2019.
- [38] LOUIS E. FRENZEL, CHAPTER 9 - NETWORKING: WIRED AND WIRELESS: ALL DEVICES TALKING TO ONE ANOTHER, EDITOR(S): LOUIS E. FRENZEL, ELECTRONICS EXPLAINED (SECOND EDITION), NEWNES, 2018, PAGES 217-242, ISBN 9780128116418, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811641-8.00009-6>.
- [39] ARAVIND KAILAS, VALENTINA CECCHI, ARINDAM MUKHERJEE, CHAPTER 2 - A SURVEY OF CONTEMPORARY TECHNOLOGIES FOR SMART HOME ENERGY MANAGEMENT, EDITOR(S): MOHAMMAD S. OBADAT, ALAGAN ANPALAGAN, ISAAC WOUNGANG, HANDBOOK OF GREEN INFORMATION AND COMMUNICATION SYSTEMS, ACADEMIC PRESS, 2013, PAGES 35-56, ISBN 9780124158443, [HTTPS://DOI.ORG/10.1016/B978-0-12-415844-3.00002-4](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-415844-3.00002-4).
- [40] ERSAN KABALCI, YASIN KABALCI, CHAPTER 6 - COGNITIVE RADIO BASED SMART GRID COMMUNICATIONS, EDITOR(S): ERSAN KABALCI, YASIN KABALCI, FROM SMART GRID TO INTERNET OF ENERGY, ACADEMIC PRESS, 2019, PAGES 209-248, ISBN 9780128197103, [HTTPS://DOI.ORG/10.1016/B978-0-12-819710-3.00006-5](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819710-3.00006-5).
- [41] JARON FONTAINE, ERIKA FONSECA, ADNAN SHAHID, MAICON KIST, LUIZ A. DASILVA, INGRID MOERMAN, ELI DE POORTER, TOWARDS LOW-COMPLEXITY WIRELESS TECHNOLOGY CLASSIFICATION ACROSS MULTIPLE ENVIRONMENTS, AD HOC NETWORKS, VOLUME 91, 2019, 101881, ISSN 1570-8705, [HTTPS://DOI.ORG/10.1016/J.ADHOC.2019.101881](https://doi.org/10.1016/j.adhoc.2019.101881).
- [42] PIETRO COLOMBO, ELENA FERRARI, ENGIN DENIZ TÜMER, REGULATING DATA SHARING ACROSS MQTT ENVIRONMENTS, JOURNAL OF NETWORK AND COMPUTER APPLICATIONS, VOLUME 174, 2021, 102907, ISSN 1084-8045, [HTTPS://DOI.ORG/10.1016/J.JNCA.2020.102907](https://doi.org/10.1016/j.jnca.2020.102907).
- [43] PIERRE BOURHIS, JUAN L. REUTTER, DOMAGOJ VRGOČ, JSON: DATA MODEL AND QUERY LANGUAGES, INFORMATION SYSTEMS, VOLUME 89, 2020, 101478, ISSN 0306-4379, [HTTPS://DOI.ORG/10.1016/J.IS.2019.101478](https://doi.org/10.1016/j.is.2019.101478).

- [44] CHRISTOS D. KORKAS, SIMONE BALDI, IAKOVOS MICHAELIDIS, ELIAS B. KOSMATOPOULOS, OCCUPANCY-BASED DEMAND RESPONSE AND THERMAL COMFORT OPTIMIZATION IN MICROGRIDS WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES AND ENERGY STORAGE, APPLIED ENERGY, VOLUME 163, 2016, PAGES 93-104, ISSN 0306-2619, [HTTPS://DOI.ORG/10.1016/J.APENERGY.2015.10.140](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.140).
- [45] M. B. KJÆRGAARD ET AL., "DEMAND RESPONSE IN COMMERCIAL BUILDINGS WITH AN ASSESSABLE IMPACT ON OCCUPANT COMFORT," 2016 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID COMMUNICATIONS (SMARTGRIDCOMM), 2016, PP. 447-452, DOI: 10.1109/SMARTGRIDCOMM.2016.7778802.
- [46] RICHARDSON, I. ... ET AL, 2009. SIMULATION OF HIGH-RESOLUTION DOMESTIC ELECTRICITY DEMAND BASED ON A BUILDING OCCUPANCY MODEL AND ITS APPLICABILITY TO THE STUDY OF DEMAND SIDE MANAGEMENT. IN: THE 5TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENERGY EFFICIENCY IN DOMESTIC APPLIANCES AND LIGHTING (EEDAL), JUNE 16 18, BERLIN.
- [47] D. MARIANO-HERNÁNDEZ, L. HERNÁNDEZ-CALLEJO, A. ZORITA-LAMADRID, O. DUQUE-PÉREZ, F. SANTOS GARCÍA, A REVIEW OF STRATEGIES FOR BUILDING ENERGY MANAGEMENT SYSTEM: MODEL PREDICTIVE CONTROL, DEMAND SIDE MANAGEMENT, OPTIMIZATION, AND FAULT DETECT & DIAGNOSIS, JOURNAL OF BUILDING ENGINEERING, VOLUME 33, 2021, 101692, ISSN 2352-7102, [HTTPS://DOI.ORG/10.1016/J.JOBE.2020.101692](https://doi.org/10.1016/j.jobe.2020.101692).
- [48] WWW.SUNSPEC.ORG.
- [49] [HTTPS://WWW.E-DISTRIBUZIONE.IT/OPEN-METER/CHAIN-2.HTML](https://www.e-distribuzione.it/open-meter/chain-2.html).
- [50] D. MENNITI ET ALII, "A POWER MANAGEMENT AND CONTROL STRATEGY WITH GRID-ANCILLARY SERVICES FOR A MICROGRID BASED ON DC BUS", INTERNATIONAL REVIEW OF ELECTRICAL ENGINEERING (IREE), VOL. 9(4), PP. 792-802, 2014.
- [51] D. MENNITI ET ALII, "DESIGN OF A GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH GRID ANCILLARY SERVICES", PROC. OF IEEE AFRICON 2013, MAURITIUS, 9-12 SEPTEMBER 2013.
- [52] CHAKRABORTY S., COLORADO SCH. OF MINES, GOLDEN CO, WEISS M.D., SIMOES M.G., "DISTRIBUTED INTELLIGENT ENERGY MANAGEMENT SYSTEM FOR A SINGLE-PHASE HIGH-FREQUENCY AC MICROGRID", IEEE TRAN. ON IND. ELECTRONICS, VOL. 54, FEBRUARY 2007, PP. 97-109.
- [53] XIONGFEI WANG, INST. OF ENERGY TECHNOL., AALBORG UNIV., AALBORG DENMARK, GUERRERO J.M., ZHE CHEN, "CONTROL OF GRID INTERACTIVE AC MICROGRIDS", IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON IND. ELECTRONICS (ISIE), 2010, JULY 2010, PP. 2211-2216.
- [54] BO DONG, DEPT. OF ELECTR. ENG., TSINGHUA UNIV., BEIJING, CHINA, YONGDONG LI, ZHIXUE ZHENG, LIE XU, "CONTROL STRATEGIES OF MICROGRID WITH HYBRID DC AND AC BUSES", PROC. OF THE 2011-14TH EUROPEAN CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND APPLICATIONS (EPE 2011), AUGUST-SEPTEMBER 2011, PP. 1-8.
- [55] J. BRYAN, R. DUKE, AND S. ROUND, "DECENTRALIZED GENERATOR SCHEDULING IN A NANOGRID USING DC BUS SIGNALLING," IN PROC. IEEE POWER ENG. SOC. SUMMER MEET., JUNE 2004, VOL. 1, PP. 977-982.
- [56] J. SCHONBERGER, R. DUKE, AND S. D. ROUND, "DC BUS SIGNALLING: A DISTRIBUTED CONTROL STRATEGY FOR A HYBRID RENEWABLE NANOGRID," IEEE TRANS. IND. ELECTRONICS, VOL. 53, N. 5, OCTOBER 2006, PP. 1453-1460.
- [57] K. NG, L. ZHANG, Y. XING, AND J. M. GUERRERO, "A DISTRIBUTED CONTROL STRATEGY BASED ON DC BUS SIGNALING FOR MODULAR PHOTOVOLTAIC GENERATION SYSTEMS WITH BATTERY ENERGY STORAGE", IEEE TRANS. ON POWER ELECTRONICS, VOL. 26, N. 10, OCTOBER 2011.
- [58] EGHTEGARPOUR N., FARJAH E., "POWER CONTROL AND MANAGEMENT IN A HYBRID AC/DC MICROGRID", IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 5(3), PP. 1494-1505, 2014.

[59] D. MENNITI ET ALII, "A LOCAL REAL-TIME CONTROLLER TO FACE THE PROBLEM OF POWER IMBALANCE IN A VED CONSISTING OF SEVERAL DC MICROGRIDS" IEEE 16TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING (EEEIC), 2016.