



PIATTAFORMA  
ENERGIE  
RINNOVABILI

LA MICRORETE DELLA  
PIATTAFORMA ENERGIE RINNOVABILI

IL PROGETTO  
LO STATO DI ATTUAZIONE  
LE ATTIVITÀ SPERIMENTALI E LE AZIONI CHIAVE

*Versione aggiornata a novembre 2021*



## Sommario

1. Il progetto di microrete della Piattaforma Energie rinnovabili.....	3
1.1. La Piattaforma Energie rinnovabili .....	3
1.2. Dal Progetto complesso Reti intelligenti al Progetto <i>Power Integration Grids</i> .....	3
2. La microrete di Macchiareddu.....	4
2.1 Logiche di funzionamento della microrete .....	4
2.2 Sviluppo ed evoluzione della microrete .....	5
2.2.1 La riconfigurazione della microrete .....	6
2.2.2. L'attuale capacità produttiva della microrete .....	7
3. La microrete allo stato attuale .....	7
3.1 L'attuale integrazione dei diversi nodi energetici.....	7
3.2 Il sistema di monitoraggio, gestione e controllo.....	9
4. Power to Gas e Accumulo termico nella microrete .....	11
4.1. Integrazione delle tecnologie dell'idrogeno.....	11
4.2 Integrazione della produzione di biometano per via chimica e biologica .....	13
4.3 Integrazione del sistema di accumulo termico .....	14
5. Imparare dall'esperienza, consigli utili per le PPAA.....	15
6. Prospettive di sviluppo per la microrete di Macchiareddu.....	17
6.1. Comunità energetiche: il contesto normativo .....	17
6.2. Cenni sulle VPP .....	17

## 1. Il progetto di microrete della Piattaforma Energie rinnovabili

### 1.1. La Piattaforma Energie rinnovabili

La Piattaforma Energie rinnovabili, realizzata da Sardegna Ricerche e gestita in collaborazione con l'Università di Cagliari, dal 2010 ha la propria sede nella zona industriale di Macchiareddu a pochi chilometri dalla città di Cagliari, dove vengono svolte attività di ricerca applicata nel settore delle energie rinnovabili e dell'efficiamento energetico.

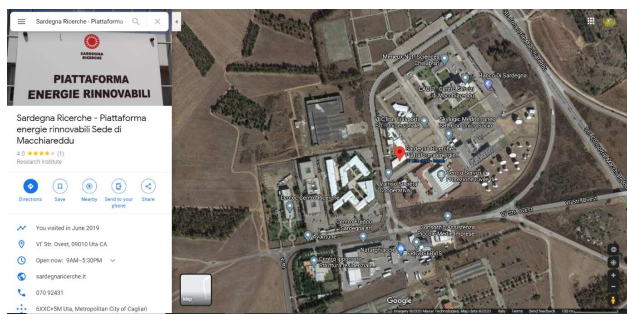


Figura 1: La Piattaforma: <https://goo.gl/maps/vaGm9Wqiz8v9iWLX6>

I progetti della Piattaforma si inquadrano nei settori delle energie rinnovabili, della gestione intelligente dell'energia (smart grid e micro grid), della mobilità elettrica, dell'efficienza energetica e, in generale, della sostenibilità. Essi vengono sviluppati sulla base delle competenze e delle dotazioni tecnologiche della struttura e in risposta alle esigenze del mondo imprenditoriale, della ricerca e della pubblica amministrazione. La Piattaforma, inoltre, offre servizi di informazione e formazione, assistenza e consulenza, ricerca e trasferimento tecnologico.

Nell'ambito del POR FESR Sardegna 2014-2020, la Piattaforma ha concentrato le proprie attività nello sviluppo del progetto complesso "Reti intelligenti per la gestione efficiente dell'energia".

### 1.2. Dal Progetto complesso Reti intelligenti al Progetto Power Integration Grids

Gli impianti di produzione di energia, i sistemi di accumulo e i carichi della Piattaforma sono inseriti in un progetto dedicato alla realizzazione di una microrete energetica la cui finalità è dimostrare la fattibilità e l'efficacia delle reti intelligenti per la gestione efficiente dell'energia. Tali attività, finanziate con le risorse del POR FESR 2014-2020, sono sviluppate nell'ambito del *Progetto complesso Reti intelligenti per la gestione efficiente dell'energia* che punta al perseguimento dell'integrazione della generazione distribuita con il consumo e l'accumulo distribuito, esteso sia al settore termico che alla mobilità.

Il progetto, con l'obiettivo generale di contribuire allo sviluppo del mercato delle reti intelligenti per l'energia in Sardegna, si è articolato nelle seguenti 4 macro azioni:

1) *Animazione*: comprende azioni di comunicazione, informazione, formazione e disseminazione con l'obiettivo di

umentare la consapevolezza dell'importanza della gestione intelligente dell'energia nella società e creare le condizioni per favorire la realizzazione di smart grid e micro grid in Sardegna. Dal 2017 ad oggi sono stati realizzati 8 seminari formativi, 3 workshop e 10 webinar.

2) *Programma di R&S per imprese*: prevede il cofinanziamento di progetti di R&S sul tema delle reti intelligenti per l'energia realizzati da imprese singole o congiuntamente con altre imprese e/o organismi di ricerca. Nell'ambito del Programma sono state presentate 7 proposte progettuali, delle quali 5 sono risultate beneficiarie di un contributo in conto capitale a fondo perduto sui costi ammissibili pari ad un impegno complessivo di spesa da parte di Sardegna Ricerche di € 695.000. I progetti finanziati vedono tutti la collaborazione tra più soggetti, coinvolgendo nel complesso 7 imprese, l'Università di Cagliari e di Sassari e centri di ricerca regionali.

3) *Microrete di Macchiareddu*: prevede la realizzazione di una microrete dimostrativa, con cui quantificare i benefici tecnici ed economici delle microreti intelligenti e confrontare le tecnologie utilizzate. L'azione ha un budget di € 2.500.000,00

4) *Analisi di smart grid*: intende verificare la fattibilità di estendere le attività svolte nella sede della Piattaforma su una scala più ampia, in ambito comunale. Lo studio è stato applicato alla realtà del Comune di Benetutti: [Studio preliminare per una smart grid nel comune di Benetutti](#).

Nel corso di quest'anno è stato avviato il *'Progetto Power Integration Grids'* che si fonda sui risultati e sull'esperienza maturata nell'ambito del progetto complesso 'Reti intelligenti' per dare continuità alle attività, proseguendo e potenziando la collaborazione con l'Università di Cagliari e con gli enti e le imprese del territorio. Il Progetto si sviluppa attraverso quattro attività prioritarie:

1) *Centrale energetica virtuale (VPP)*: prevede l'aggregazione virtuale di diversi soggetti produttori e consumatori di energia, mettendo a sistema impianti di produzione di energia rinnovabile e massimizzando i benefici di singoli sistemi di gestione intelligente.

2) *Comunità energetica*: grazie alle opportunità offerte dall'attuale contesto normativo, la Piattaforma punta a realizzare una Comunità Energetica coinvolgendo imprese operanti nella zona industriale di Macchiareddu.

3) *Power to X*: questa azione, ad alto contenuto sperimentale, prevede l'ulteriore sviluppo della microrete dimostrativa di Macchiareddu, e la realizzazione di altre attività sperimentali.

4) *Animazione e divulgazione*: trasversale alle prime tre azioni e in continuità con le attività fino ad ora organizzate include l'organizzazione di seminari e convegni, la produzione di

materiale informativo e divulgativo sul progetto e sulle principali tematiche trattate, e in generale sugli argomenti dell'energia sostenibile.

Il presente documento si riferisce allo sviluppo della microrete di Macchiareddu, di cui all'azione "*Microrete di Macchiareddu*" e all'attività "*Power to X*"; dei progetti "Reti Intelligenti" e *Power Integration Grids*.

## 2. La microrete di Macchiareddu

La microrete di Macchiareddu è costituita da diversi sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili, da sistemi di accumulo e di gestione localizzati presso la sede della Piattaforma.

Il progetto si propone come un dimostratore volto a quantificare i benefici tecnici ed economici ottenibili dall'installazione di microreti intelligenti e confrontare le tecnologie per la loro realizzazione. Per raggiungere efficacemente l'obiettivo di sensibilizzazione del mercato è importante, infatti, disporre di esempi dimostrativi che siano un'applicazione dei concetti teorici.

La microrete di Macchiareddu inoltre, rispetto ad altre infrastrutture analoghe, basate unicamente sulla componente elettrica dell'energia, adotta un approccio ampio, puntando ad integrare anche la componente termica, la mobilità elettrica e i gas. Ambisce dunque a essere capace di integrare e gestire efficientemente e sinergicamente sia le diverse forme di consumo e di produzione energetica che le corrispondenti reti infrastrutturali (energia elettrica e termica, gas, mobilità, comunicazione).

### 2.1 Logiche di funzionamento della microrete

Nella Figura 2 a pag. 5 è rappresentato lo schema della microrete. Nella parte alta dello schema sono indicate le unità di generazione di energia elettrica che contribuiscono alla copertura del fabbisogno della sede. La parte di generazione è rappresentata dagli impianti fotovoltaici di potenza elettrica totale pari a 50 kW<sub>p</sub>, che sono una fonte rinnovabile non programmabile. Sono presenti inoltre due sistemi di celle a combustibile: Cella a Combustibile a Ossidi Solidi (SOFC) di 9 kW<sub>p</sub> e Cella a Combustibile con Membrana Polimerica a Scambio Protonico (PEMFC) di 5 kW<sub>p</sub>, che rappresentano una fonte programmabile. Il sistema SOFC, oltre all'energia elettrica, genera anche energia termica che può essere recuperata (cogenerazione). La produzione di energia elettrica della microrete viene utilizzata prioritariamente per alimentare i carichi della sede della Piattaforma.

Nel caso di surplus di energia elettrica prodotta, essa viene immagazzinata in uno dei sistemi di accumulo, rappresentati sulla parte destra dello schema.

Quando, al contrario, la domanda energetica della microrete supera la sua produzione elettrica, i carichi vengono alimentati

facendo ricorso all'energia precedentemente immagazzinata nei sistemi di accumulo. I sistemi di accumulo di cui la microrete è dotata sono:

- accumulo elettrochimico, realizzato con batterie stazionarie. Batterie LiFePO e batterie a sali fusi Sodio – Nichel. La capacità totale delle batterie LiFePO è pari a 70,2 kWh, di cui 55,2 kWh, sono connessi alla microrete, integrati direttamente con il fotovoltaico grazie agli inverter ibridi. I restanti 15 kWh e i 23,5 kWh di batteria a sali fusi Sodio – Nichel Cloruro non sono attualmente integrati in maniera continuativa nella microrete. Sono, infatti, utilizzati per lo svolgimento di attività sperimentali sulla corretta gestione dei sistemi di accumulo all'interno della microrete, anch'esse sviluppate in stretta collaborazione con l'Università di Cagliari.

- accumulo elettrochimico, rappresentato dalla batteria del veicolo elettrico Nissan Leaf di capacità pari a 40 kWh;

- accumulo termico che avviene in due modalità a seconda della stagione: in inverno, il calore cogenerato dalle celle SOFC si recupera e si accumula all'interno di un serbatoio pieno d'acqua; in estate, parte dell'eccesso di energia elettrica prodotta dal fotovoltaico viene convertita in energia termica a bassa temperatura attraverso una pompa di calore e accumulata in un accumulatore a calore latente. In entrambi i casi l'energia recuperata o prodotta contribuirà al condizionamento di una piccola parte dello stabile.

- accumulo chimico, in idrogeno e biometano. Il surplus di energia elettrica può essere utilizzato per alimentare due generatori di idrogeno della capacità produttiva totale di circa 2 Nm<sup>3</sup>/h. L'idrogeno così prodotto è stoccato in quattro serbatoi con capacità totale di accumulo pari a 50 Nm<sup>3</sup> alla pressione di 13,8 bar. Nella microrete l'idrogeno è impiegato principalmente per alimentare un generatore con celle a combustibile PEMFC ed è inoltre destinato al processo di metanazione biologica per la produzione di biometano, che in questo caso rappresenta una forma di conversione dell'idrogeno. Il biometano sarà anche prodotto dall'accoppiamento dei processi di digestione anaerobica e della purificazione del biogas per via chimica. Il dettaglio è contenuto nel capitolo 4.

Quando l'energia stoccata nei sistemi di accumulo risulta insufficiente, il fabbisogno energetico viene coperto mediante l'assorbimento dalla rete elettrica pubblica. Analogamente, l'energia elettrica verrà immessa nella rete pubblica nel caso di completa copertura del fabbisogno energetico della sede e contemporanea saturazione della capacità di accumulo dei sistemi di stoccaggio.

Gli impianti di generazione di energia elettrica e i sistemi di accumulo descritti sono monitorati da un apposito sistema di monitoraggio. I singoli nodi elettrici monitorati vengono descritti nel paragrafo 3.1.

La gestione del funzionamento dei sistemi di accumulo fa riferimento al sistema di controllo che si sta sviluppando in collaborazione con il Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica dell'Università di Cagliari e descritto nel paragrafo 3.2.

La parte bassa dello schema illustra la sezione dedicata alla

produzione di energia da biomasse la cui integrazione con la parte di generazione elettrica avverrà tramite l'impiego del biometano prodotto nel sistema di celle SOFC. L'integrazione avverrà con il completamento della linea gas. Tale parte è dettagliata nel paragrafo 4.2.

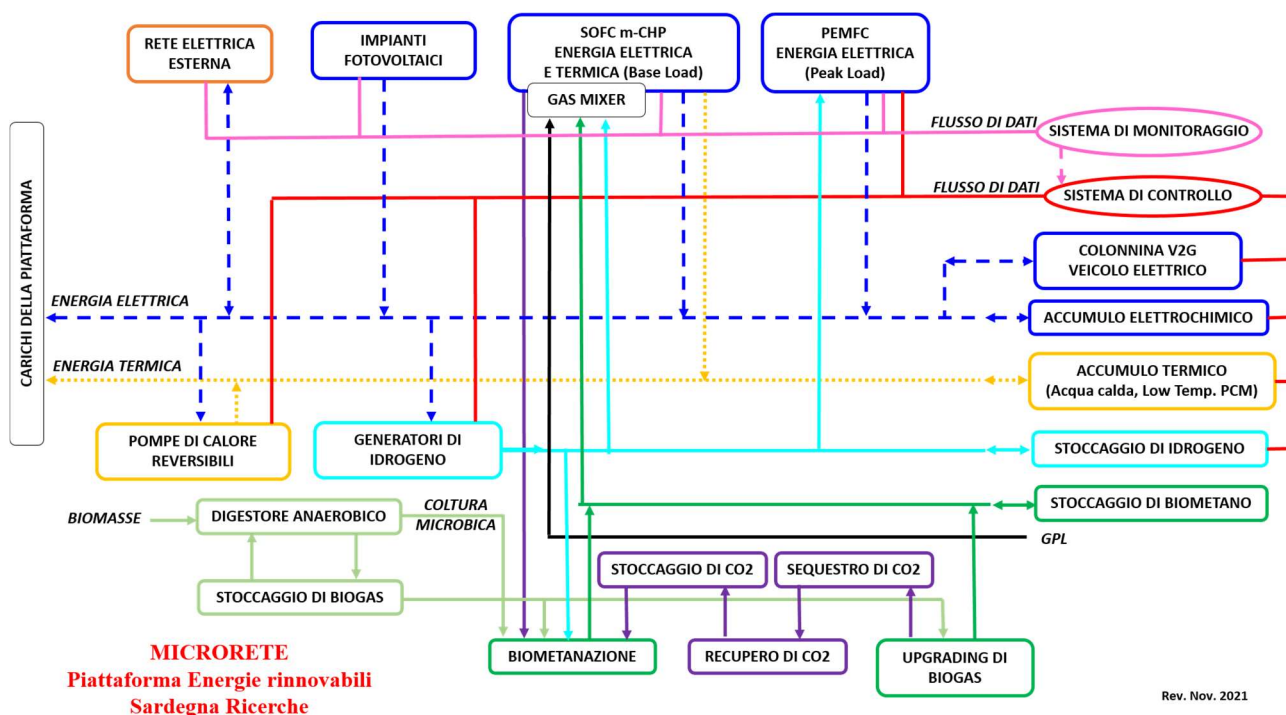


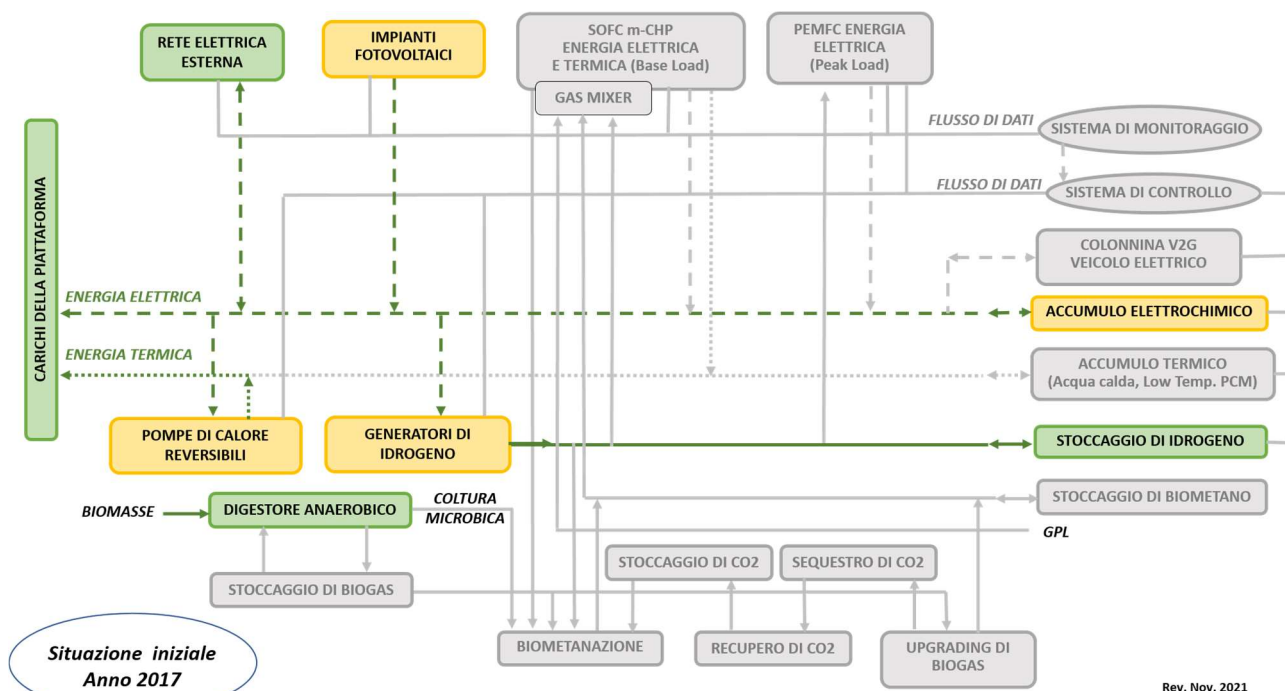
Figura 2: Schema della microrete della Piattaforma Energie rinnovabili.

## 2.2 Sviluppo ed evoluzione della microrete

Lo sviluppo della microrete ha attraversato diverse fasi con l'obiettivo di raggiungere una configurazione infrastrutturale e gestionale in grado di rispondere a diversi requisiti tecnici progettuali, tra i quali l'implementazione di diverse forme di generazione, l'integrazione di diversi sistemi di accumulo (elettrochimico, termico e chimico) e l'efficientamento energetico della sede della Piattaforma, e la creazione di una struttura per lo svolgimento di attività di ricerca applicata in diversi settori energetici (produzione, accumulo, gestione e integrazione dei

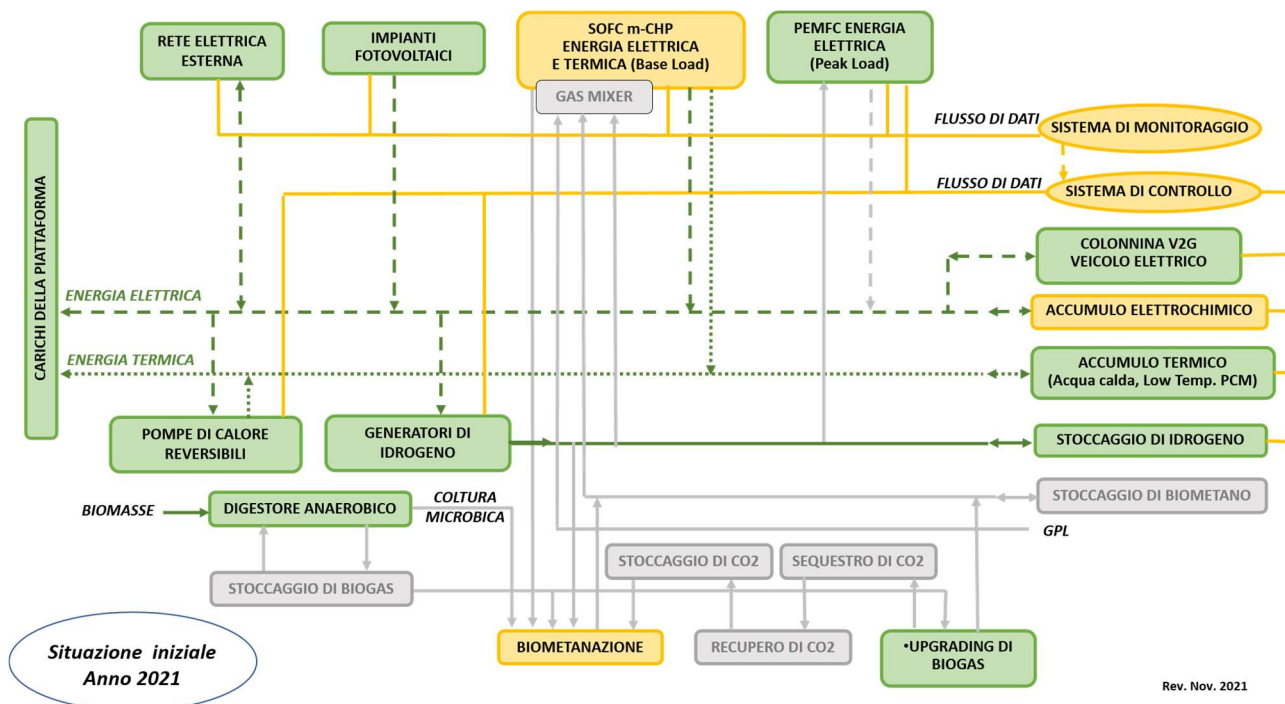
vettori energetici).

Le figure 3 e 4 nella pagina successiva rappresentano rispettivamente lo stato iniziale della microrete (2017) e la sua configurazione attuale (2021). In entrambi gli schemi, in **verde** sono segnalati i componenti della microrete presenti e funzionali, in **arancione** gli elementi in fase di realizzazione, sviluppo e configurazione e in **grigio** le sezioni della microrete che devono essere ancora implementate.



Rev. Nov. 2021

Figura 3: Stato della microrete di Macchiareddu prima del progetto, anno 2017.



Rev. Nov. 2021

Figura 4: Stato attuale della microrete di Macchiareddu, anno 2021.

### 2.2.1 La riconfigurazione della microrete

L'analisi della produzione e della domanda di energia condotta nelle prime fasi del progetto, i cui dettagli sono contenuti nel [documento aggiornato al 2019](#), ha messo in evidenza la necessità di riconfigurare il sistema per renderlo in grado di perseguire una condizione di bilanciamento energetico istantaneo (tra produzione e consumo) in ogni condizione di esercizio. È in tale contesto che sono state identificate le azioni chiave, di seguito

riportate, da intraprendersi per raggiungere la configurazione desiderata della microrete:

1. la copertura del *base load*, tramite un sistema pilota di celle a combustibile (sistema SOFC);
2. il potenziamento della produzione da solare fotovoltaico e del sistema di accumulo;
3. l'integrazione nella microrete di un impianto per l'accumulo e il riutilizzo del surplus di energia rinnovabile attraverso le tecnologie dell'idrogeno;



4. l'integrazione nella microrete di un impianto di *upgrading* del biogas prodotto dal digestore anaerobico su scala pilota, con l'invio del biometano ad uno stoccaggio e la possibilità di effettuare nel medesimo impianto il recupero della CO<sub>2</sub> sequestrata;
5. l'integrazione nella microrete di un impianto di metanazione biologica, che prevede la conversione energetica dell'idrogeno accumulato grazie al surplus di energia rinnovabile e la valorizzazione della CO<sub>2</sub> sequestrata e recuperata nell'impianto di *upgrading*;
6. lo sviluppo di un sistema per la produzione e accumulo di energia termica, attraverso il recupero del calore cogenerato dalla cella SOFC e attraverso l'impiego di energia elettrica prodotta in eccesso dall'impianto fotovoltaico presente nella microrete;
7. il completamento del sistema di gestione e controllo, che ha l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo e permettere alla microrete di lavorare in isola il maggior numero di ore;
8. l'integrazione della mobilità elettrica.

### 2.2.2. L'attuale capacità produttiva della microrete

L'attuale capacità produttiva della Piattaforma è costituita dalle seguenti infrastrutture:

1. un impianto fotovoltaico tradizionale da 18,70 kW<sub>p</sub>, di cui 10,96 kW<sub>p</sub> realizzati con moduli in silicio monocristallino e 7,74 kW<sub>p</sub> con moduli in silicio amorfo;
2. un impianto fotovoltaico a concentrazione da 6,2 kW<sub>p</sub> con ottica di concentrazione realizzata con lenti di Fresnel;
3. un impianto fotovoltaico monocristallino da 25 kW<sub>p</sub>;
4. un impianto di digestione anaerobica, alimentato con biomasse di origine agricola e agro-industriale, dal volume di 1.100 L, con una produzione a regime di 1-2 Nm<sup>3</sup>/d di biogas con un tenore di metano di circa 55%, la cui produzione massima di energia elettrica, mediante l'ausilio di un motore a combustione interna accoppiato al digestore anaerobico, sarebbe di 1 MWh all'anno;
5. un impianto per l'accumulo e la produzione di idrogeno che, mediante due generatori da 1 Nm<sup>3</sup>/h, permette di accumulare c.a. 50 Nm<sup>3</sup> di idrogeno in fase gassosa in quattro bomboloni da 1100 litri;
6. un generatore di potenza con celle a combustibile PEMFC da 5 kW<sub>e</sub> alimentato a idrogeno.
7. Un impianto di celle a combustibile ad ossidi solidi (SOFC) alimentato a GPL

## 3. La microrete allo stato attuale

L'attuale configurazione della microrete può essere schematizzata pensando ad un insieme di nodi energetici di varia natura. Quelli elettrici sono descritti nel paragrafo che segue.

### 3.1 L'attuale integrazione dei diversi nodi energetici

#### NODO FV25

Il nodo FV25 è costituito da un campo fotovoltaico realizzato con moduli in silicio monocristallino, di potenza totale pari a 25 kW<sub>p</sub> (Figura 5). Il campo fotovoltaico è interfacciato alla rete elettrica tramite tre inverter ibridi trifase da 10 kW ciascuno, che permettono l'integrazione, sul lato DC, di un sistema di accumulo agli ioni di litio (LiFePO) di capacità totale pari a 36 kWh (tre rack da 12 kWh ciascuno). La Figura 6 mostra i tre inverter ibridi ciascuno dei quali accoppiato al relativo sistema di accumulo da 12 kWh. Inoltre, ogni inverter è dotato di un sistema di monitoraggio interno della produzione fotovoltaica, dello stato di carica, della potenza di carica e scarica della batteria e del profilo di consumo. In condizioni di funzionamento autonomo la strategia prevede che l'energia non utilizzata per coprire i carichi istantanei della sede venga accumulata nelle batterie.



Figura 5: Campo fotovoltaico da 25 kW<sub>p</sub> in Si-monocristallino.



Figura 6: Inverter ibridi e sistema di accumulo elettrochimico.

#### NODO FV18

Il nodo FV18 è costituito da un impianto fotovoltaico tradizionale di potenza nominale totale pari a 18,70 kW<sub>p</sub> di cui 10,32 kW<sub>p</sub> realizzati con tecnologia monocristallina e 7,74 kW<sub>p</sub> con tecnologia amorfa (Figura 7).



Figura 7: Campo fotovoltaico da 18,70kW

La sezione monocristallina è interfacciata direttamente con la rete elettrica, tramite un opportuno gruppo di conversione mentre la sezione amorfa, mediante un inverter ibrido da 10 kW, è interfacciata, sul lato DC, anche con un sistema di accumulo elettrochimico agli ioni di litio (LiFePO) da 9,6 kWh. Se pertanto, in condizioni normali, l'energia generata dal campo monocristallino contribuisce al bilanciamento istantaneo tra produzione e consumo dell'intera sede, la strategia di funzionamento del campo amorfo dà, invece, priorità all'autoconsumo istantaneo, utilizzando il surplus per la ricarica del sistema di accumulo e immettendo in rete solo l'energia in eccesso.

#### NODO CPV

Il nodo CPV (dall'acronimo delle parole inglesi *Concentrated Photovoltaics*) è costituito da un impianto fotovoltaico a concentrazione da 6,2 kW<sub>p</sub>, interfacciato, tramite un inverter da 6 kW, con un sistema di accumulo elettrochimico agli ioni di litio (LiFePO) da 9,6 kWh (Figura 8).



Figura 8: Impianto fotovoltaico a concentrazione (a sinistra) con inverter ibrido e relativo sistema di accumulo (a destra)

#### NODO SOFC:

Il nodo SOFC è costituito dall'impianto di celle a combustibile a Ossidi solidi (SOFC) di 9 kW<sub>p</sub> alimentate a GPL. Tale tecnologia è per sua natura in grado di lavorare in maniera continuativa 24h/24h, risultando il candidato ideale per la copertura di un carico fisso (*base load*); mentre la scelta di alimentare l'impianto con il GPL è scaturita dall'impossibilità di garantire un approvvigionamento costante di altro combustibile presso la sede, in particolare il gas metano, per il quale in Sardegna non è presente una rete di distribuzione. Maggiori dettagli sui

presupposti che hanno determinato la scelta di tale tecnologia sono contenuti nel [documento aggiornato al 2019](#).

Il GPL in ingresso nelle SOFC viene trasformato in ossido di carbonio e idrogeno. Successivamente, una reazione elettrochimica che coinvolge idrogeno e ossigeno, permette di ottenere energia elettrica con un'efficienza di conversione stimata dal produttore del 57%<sup>1</sup>.

La reazione elettrochimica genera temperature molto elevate che, se opportunamente sfruttate, con un circuito di recupero del calore residuo, possono portare l'efficienza totale (elettrica + termica) a valori dell'ordine dell'85%<sup>1</sup>.

Dopo le attività di collaudo e il periodo iniziale di funzionamento, sono emerse delle criticità di funzionamento dell'impianto con GPL. I catalizzatori presenti all'interno delle celle sono infatti risultati soggetti a degradamento causato dalla notevole variabilità della composizione del GPL, dovuta, in particolare, al fatto che non esistono degli standard estremamente restrittivi sulla purezza del GPL, essendo principalmente destinato a processi di combustione.

Allo scopo di ottimizzare, per l'utilizzo con il GPL, i catalizzatori delle celle a combustibile, è stato sottoscritto il progetto di ricerca collaborativa (Progetto di Ricerca collaborativa "[Test cogeneratori per progetto SOFC a GPL](#)") con SOLIDpower S.p.A., impresa fornitrice dell'impianto a cui partecipano anche i Dipartimenti di Ingegneria Elettrica ed Elettronica (DIEE) e di Ingegneria Meccanica, Chimica e dei Materiali (DIMCM) dell'Università di Cagliari. Nell'ambito del progetto è prevista la sostituzione di tutti e 6 i co-generatori con co-generatori di nuova generazione idonei allo svolgimento dei test di durabilità sui catalizzatori. Attualmente sono stati già rimossi tutti e 6 i precedenti cogeneratori e installati i primi 3 di nuova generazione (Figura 9).

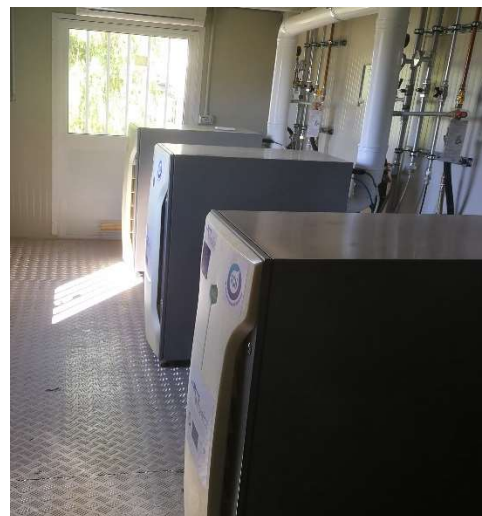


Figura 9: Interno del container contenente i primi 3 dei 6 cogeneratori di nuova generazione.

<sup>1</sup> <https://www.solidpower.com/it/bluegen/>



Attualmente i nuovi cogeneratori (la cui funzionalità è stata testata solo durante l'installazione), alcuni dei quali sono dotati di prese di campionamento per l'analisi dei gas nei punti significativi, sono spenti e verranno riavviati nel momento in cui sarà pronto il set-up per la caratterizzazione dei gas. Risulta infatti fondamentale poter correlare il funzionamento delle celle con le variazioni della composizione del GPL in ingresso e con i vari stadi di trasformazione dello stesso.

#### NODO PEMFC

Il nodo PEMFC è costituito da un generatore di potenza con celle a combustibile PEMFC da 5 kW<sub>p</sub>e alimentato a idrogeno, descritto nel capitolo 4.

#### NODO V2G

Il NODO V2G è rappresentato da una colonnina di ricarica elettrica in DC da 10 kW bidirezionale. La caratteristica di bidirezionalità permette che l'energia possa fluire dalla rete al veicolo (modalità *G2V*-grid to vehicle) e dal veicolo alla rete (modalità *V2G*-vehicle to grid). Naturalmente perché possa funzionare in modalità V2G è necessario che il veicolo utilizzato sia abilitato al medesimo protocollo V2G. In Figura 11 è mostrata la colonnina di ricarica collegata al veicolo aziendale Nissan Leaf della Figura 10.



Figura 10: Veicolo elettrico Nissan Leaf in dotazione a Sardegna Ricerche



Figura 11: Colonnina di ricarica in DC abilitata per il V2G collegata alla Nissan Leaf

#### NODO PCC

Il nodo PCC, dall'acronimo delle parole inglesi *Point of Common Coupling*, è il punto di scambio con la rete elettrica esterna. Infatti, tutta l'energia prodotta e non autoconsumata (istantaneamente o stoccata nei sistemi di accumulo) viene naturalmente immessa in rete ed è dal medesimo punto che

fluisce l'energia che la Piattaforma preleva dalla rete.

Nel PCC è posizionato il contatore elettronico bidirezionale che contabilizza l'energia prelevata e l'energia immessa in rete. Dalla differenza di questi valori è possibile risalire al cosiddetto RESIDUO ovvero il consumo effettivo. Nella Figura 12 sono riportati i valori dei residui risultanti dalle letture del contatore bidirezionale dell'energia prelevata e immessa in rete da marzo 2020 ad agosto 2021. Essa permette di osservare la diminuzione del consumo effettivo totale nel tempo (barre viola).

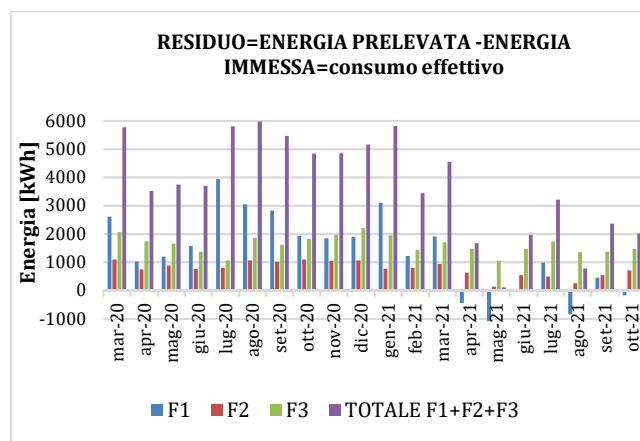


Figura 12: Evoluzione del consumo mensile effettivo

### 3.2 Il sistema di monitoraggio, gestione e controllo

Per poter garantire una condizione di bilanciamento energetico istantaneo fra produzione e consumo è fondamentale riuscire a monitorare la produzione di energia e i consumi e nel contempo poter impostare i parametri di carica e scarica dei sistemi di accumulo asserviti alla microrete. Infatti, mentre sulla produzione da fonte rinnovabile non si ha alcun controllo, dipendendo essa solo dalla fonte solare stessa, la carica e scarica della batteria, se opportunamente gestite, sulla base delle previsioni di produzione e dei consumi, possono determinare un miglioramento dei livelli di autoconsumo istantaneo. Il perseguimento di un livello di autoconsumo sempre maggiore, se da una parte permette di avvicinarsi alla condizione di autosufficienza energetica, dall'altra rappresenta un efficace contributo alla transizione ecologica, in quanto permette di integrare le fonti rinnovabili nell'attuale sistema energetico in maniera più efficiente e di minore impatto ambientale. Va infatti considerato che l'attuale infrastruttura elettrica nazionale è nata con una configurazione di generazione di energia centralizzata; pertanto, la minimizzazione degli scambi tra microrete e rete esterna rappresenta un passo importante per contribuire ad aumentare l'efficienza del sistema elettrico, migliorandone la qualità e riducendo le congestioni di rete.

Nelle righe che seguono viene descritto il sistema di monitoraggio, gestione e controllo attualmente presente nella microrete della Piattaforma sviluppato in collaborazione con il Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica dell'Università di Cagliari.

## Monitoraggio - Sonde per la misura delle correnti e delle tensioni.

Su ciascun nodo energetico di cui al capitolo 3 sono state installate delle sonde di misura in grado di rilevare le forme d'onda delle grandezze elettriche fondamentali: tensioni e correnti. Avere dati sulle forme d'onda permette di avere informazioni sulla qualità dell'energia scambiata e conseguentemente permette di valutare quali siano le azioni maggiormente appropriate per migliorare l'integrazione delle fonti rinnovabili all'interno della microrete che, a sua volta, è connessa con la rete elettrica esterna.

Sonde, moduli di acquisizione e cRIO controller (*Compact Reconfigurable Input Output*) con funzione di *slave* sono stati installati nei diversi nodi FV25, FV18, CPV, SOFC, PEMFC, PCC. I segnali rilevati dalle sonde vengono inviati ai moduli di acquisizione connessi ai cRIO *slave*. A titolo di esempio in Figura 13 sono mostrate le 3 sonde installate nel nodo FV25, ciascuna delle quali è deputata alla misura delle correnti e tensioni sulle tre fasi in uscita da ciascuno dei tre inverter. Nella stessa Figura, in alto a sinistra, sono mostrati i moduli di acquisizione ai quali, con idonei connettori appositamente assemblati, sono state interfacciate le sonde. Tali moduli sono montati sul cRIO controller con funzione di *slave* anch'essa visibile nell'immagine.

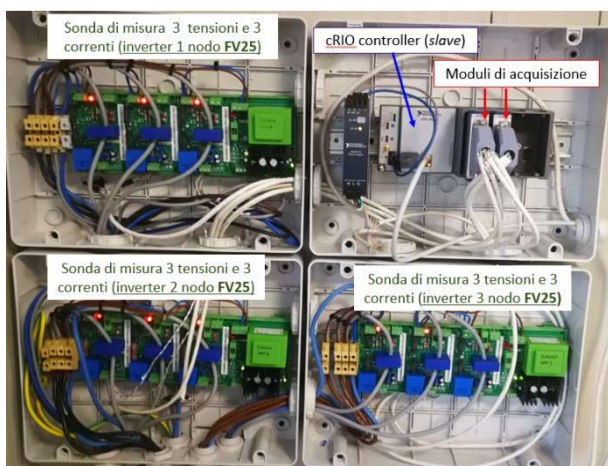


Figura 13: Sonde di misura, moduli di acquisizione e cRIO controller installati nel nodo FV25

Tutti i cRIO *slave* sono interconnessi tramite cavo ethernet con il cRIO controller che ha invece la funzione di *master* (Figura 14)



Figura 14: cRIO controller con funzione di master

I flussi energetici della microrete sono gestiti attraverso la carica e scarica dei sistemi di accumulo. I dati rilevati nei vari nodi

vengono così inviati al cRIO *master* che ha il compito di elaborare le informazioni e inviare i *set point* di carica e scarica dei sistemi di accumulo, calcolati sulla base della strategia di gestione e controllo che si intende attuare.

## Gestione e controllo – protocollo MODBUS

Allo scopo di implementare efficacemente il sistema di gestione e controllo e quindi di inviare i corretti *set point* ai nodi "controllabili"<sup>2</sup>, è stata identificata e installata componentistica di interfaccia che supporti sia in lettura che in scrittura il protocollo MODBUS, attraverso il quale il cRIO *master* può inviare i *set point* ai vari cRIO *slave*.

Con riferimento ai nodi energetici descritti nel capitolo 3 nella tabella 1 sottostante sono riportati, per ciascuno di essi, la tipologia di componentistica presente e atta all'implementazione del sistema di controllo:

NODO	Sonde per la misura delle correnti e delle tensioni	Componentistica di interfaccia che supporta il protocollo MODBUS
FV25	Sonde per la misura di correnti e tensioni sulle tre fasi in uscita dagli inverter + moduli di acquisizione e cRIO <i>slave</i>	3 inverter ibridi che supportano il protocollo MODBUS tramite quali è possibile inviare i <i>set point</i> di carica e scarica alle batterie
FV18	Sonde per la misura di correnti e tensioni sulle tre fasi in uscita dagli inverter + moduli di acquisizione e cRIO <i>slave</i>	Campo amorfo: inverter ibrido che supporta il protocollo MODBUS tramite il quale inviare il <i>set point</i> di carica e scarica della batteria
CPV	Sonde per la misura di correnti e tensioni sulle tre fasi in uscita dagli inverter + moduli di acquisizione e cRIO <i>slave</i>	Inverter ibrido che supporta il protocollo MODBUS tramite il quale inviare il <i>set point</i> di carica e scarica della batteria
SOFC	Sonde per la misura di correnti e tensioni in uscita sulle tre fasi + moduli di acquisizione e cRIO <i>slave</i>	
PEMFC	Sonda per la misura della corrente e della tensione in uscita dal sistema (monofase)	Inverter ibrido che supporta il protocollo MODBUS
V2G		La colonnina supporta il protocollo MODBUS e può essere controllata direttamente dal cRIO master
PCC	Sonde per la misura di correnti e tensioni sulle tre fasi in uscita dagli inverter + moduli di acquisizione e cRIO <i>slave</i>	

Tabella 1: Nodi della microrete e componentistica

L'architettura hardware permette, una volta sviluppati gli opportuni algoritmi in ambiente labview di inviare ai componenti, con protocollo MODBUS, i *set point* necessari per gestire gli scambi energetici nei singoli nodi e/o nell'intera microrete. Gli

<sup>2</sup> Il termine "controllabile" fa riferimento alla presenza, nel nodo di riferimento, di un

sistema di accumulo i cui profili di carica e scarica possano essere controllati

algoritmi, tramite i quali vengono determinati i *set point*, possono essere sviluppati con diverse finalità, come *load leveling*, *peak shaving*, risparmio economico e consentono di eseguire test sui singoli nodi o sull'intera microrete.

#### 4. Power to Gas e Accumulo termico nella microrete

La microrete presenta la peculiarità di integrare la componente rinnovabile elettrica con la componente gassosa, ovvero i gas prodotti dal surplus di energia rinnovabile o a partire da fonti rinnovabili esterne, quali le biomasse, sono a loro volta rimpiegati nella microrete per contribuire alla quota di produzione di energia a servizio delle sue utenze. Il presente capitolo illustra le peculiarità degli impianti di produzione e rimpiego dei gas rinnovabili della microrete.

##### 4.1. Integrazione delle tecnologie dell'idrogeno

La sezione della microrete dedicata all'idrogeno comprende un impianto per la produzione, l'accumulo e l'impiego dell'idrogeno verde (da fonti energetiche rinnovabili - FER). L'idrogeno verde viene ricavato dal processo di elettrolisi dell'acqua mediante due generatori (Figura 15) alimentati dagli impianti fotovoltaici installati sui tetti dell'edificio. L'acqua, l'unico reagente del processo, è prelevata dalla rete idrica ed è successivamente trattata per essere demineralizzata con grado di purezza ASTM tipo II, tollerato dai generatori.

L'immagine mostra il locale in cui sono installati i due generatori di idrogeno realizzati secondo la tecnologia PEM, di modello differente ma entrambi caratterizzati da una capacità di produzione pari a  $1 \text{ m}^3/\text{h}$  alla pressione di lavoro di 13,8 bar.



Figura 15: Generatori per la produzione di idrogeno da FER ( $1,05 \text{ m}^3/\text{h}$ , 13,8 barg).

Il generatore raffigurato a sinistra a differenza della tecnologia precedentemente installata può essere modulato in funzione della potenza elettrica in ingresso. Il componente principale dei generatori di idrogeno è la cella elettrochimica chiamata elettrolizzatore PEM, il cui acronimo deriva dal nome della membrana protonica posta al suo interno, la *Proton Exchange Membrane*, generalmente realizzata con il polimero Nafion®.

Questi apparecchi, rispetto alla tecnologia alcalina più comunemente impiegata, necessitano di minore manutenzione e non risentono delle problematiche correlate all'impiego di un elettrolita liquido. I costi, il tempo di vita e le prestazioni della cella elettrochimica sono ancora un importante argomento di ricerca e sviluppo in questo settore.

Nell'impianto, l'idrogeno prodotto è stoccato all'interno di quattro serbatoi ciascuno della capacità di 1100 litri (Figura 16), attualmente installati esternamente all'edificio. Si tratta di un sistema di accumulo gassoso che opera in un intervallo di bassa pressione (1-20 barg), dotato di componenti di monitoraggio e sicurezza.



Figura 16: Serbatoi per l'accumulo di idrogeno in fase gassosa ( $51 \text{ Nm}^3$  da 1 a 13,8 barg).

La carica dei serbatoi si svolge nell'arco di circa 25 ore, alla pressione di produzione di 13,8 barg, con un consumo di energia di circa  $16 \text{ kWh/Nm}^3$  e di 2 litri/h di acqua. Tale quantità di idrogeno potrebbe, ad esempio, garantire l'autonomia di un veicolo con celle a combustibile per circa 300 km.

L'idrogeno accumulato può alimentare le utenze del laboratorio e, quando richiesto, un generatore di potenza con celle a combustibile PEMFC da 5 kW ed efficienza fino al 51% in DC (figura 17). Il generatore opera in abbinamento con un sistema elettrico composto da un inverter ibrido e da batterie al litio ed è in grado di interfacciarsi e comunicare con il sistema di gestione della microrete. Consuma, inoltre, l'idrogeno contenuto nei serbatoi nell'arco di circa 10 ore, in modo continuativo o intermittente a seconda delle necessità.



Figura 17: Generatore di potenza PEMFC con inverter e batterie al litio.



Le celle PEMFC sono un interessante argomento di studio poiché si contraddistinguono per la rapidità di accensione e spegnimento, la capacità di seguire il carico, la mancanza di emissioni di gas nocivi per l'uomo e l'ambiente, e per la modularità che consente di ottenere la potenza desiderata assemblando singole unità (singole celle o *stack*). Questa caratteristica permette di avere rese elevate indipendentemente dalla taglia.

L'impianto, dotato dei componenti appena descritti, era stato inizialmente progettato per svolgere attività di sperimentazione e rendere autosufficiente il Laboratorio Idrogeno da FER e Accumulo Termico. Presentava, infatti, una configurazione in isola (indipendente dalla rete di distribuzione di energia elettrica) secondo lo schema di Figura 18, che ne mostra la logica di funzionamento.

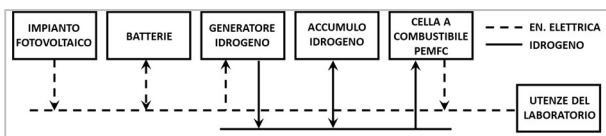


Figura 18: Impianto in isola dedicato alla produzione, accumulo e impiego dell'idrogeno.

Durante lo sviluppo della microrete è emersa l'opportunità di integrare l'impianto per contribuire alla gestione dei carichi dell'intera struttura e attualmente sono in fase di conclusione gli interventi impiantistici per completare l'integrazione.

L'impiego delle tecnologie dell'idrogeno nell'ambito di una microrete consente, in linea generale, l'integrazione di un sistema di stoccaggio versatile del surplus di energia rinnovabile prodotta. Nel caso della microrete in esame, l'idrogeno può essere prodotto, attraverso il generatore PEMFC, nei giorni di minor consumo (tipicamente i giorni del fine settimana), per soddisfare i picchi di domanda delle giornate lavorative.

L'impianto è stato realizzato con tutti gli accorgimenti necessari per lavorare in sicurezza con l'idrogeno: le linee di distribuzione dei gas compressi percorrono l'intero volume del laboratorio con molteplici punti presa da cui prelevare diversi gas tecnici, tra i quali, appunto, l'idrogeno autoprodotta. Nell'intero volume del laboratorio sono inoltre installati i sensori per la rilevazione dell'idrogeno e di stati di ipo- e iper-ossigenazione, comunicanti con una centralina che aziona l'impianto di ventilazione.

Nell'impiego e gestione della sezione relativa alla produzione, lo stoccaggio e l'impiego dell'idrogeno da FER sono state individuate alcune criticità che si ritiene utile evidenziare e che possono costituire uno spunto di approfondimento per chi intende avvicinarsi a queste tecnologie:

- alti costi di investimento;
- difficoltà nel reperire in commercio un sistema composto da un generatore con celle a combustibile PEMFC e un inverter che abbia tutte le certificazioni per potersi interfacciare con la rete (marchio CEI-021) e mediante il protocollo di comunicazione scelto (nel caso in esame MODBUS);

- carenza di normative di riferimento sulla produzione e la distribuzione dell'idrogeno;
- aspetti tecnico-economici legati a garantire l'esercizio dell'impianto in sicurezza, con particolare attenzione allo stato di operatività e di integrità dei componenti dell'impianto (serbatoi, riduttori, raccordi, valvole, etc...), alla gestione degli impianti di aerazione o aspirazione forzata, di rilevazione delle fughe di gas e di intervento rispetto alle emergenze;
- possibili alti costi di manutenzione dei generatori di idrogeno;
- problematiche legate alla gestione di dispositivi in pressione con necessità anche da parte delle autorità preposte di controlli periodici.

### Sviluppi futuri

Il completamento dell'integrazione delle tecnologie dell'idrogeno nella microrete è previsto nelle attività del progetto *Power Integration Grids* dove l'idrogeno verrà impiegato per la produzione di biometano e per l'alimentazione di cogeneratori PEMFC e SOFC. La sperimentazione richiede l'apporto di un gas con le opportune caratteristiche di portata, pressione e purezza nonché una pianificazione della gestione che permetta alla riserva di idrogeno di essere pronta quando richiesta dalle diverse utenze della Piattaforma. Il progetto comprende inoltre lo sviluppo della strategia di gestione dell'impianto, l'interfacciamento dello stesso con il sistema di gestione e controllo generale della microrete e l'osservazione delle prestazioni di ogni singolo componente quando si opera in sinergia con il sistema di gestione e durante l'impiego da parte delle utenze.

Per l'effettiva integrazione nella microrete dell'impianto di produzione, accumulo e impiego dell'idrogeno da FER è previsto pertanto il completamento delle seguenti attività:

- realizzazione di prove sperimentali con avvio manuale, ricerca di anomalie e analisi dati su tutti i componenti dell'impianto in modalità di funzionamento manuale;
- analisi della composizione del gas nei serbatoi di stoccaggio dell'idrogeno;
- realizzazione di un sistema di gestione e controllo in remoto dei componenti dell'impianto. Attività in corso nell'ambito del Progetto di Ricerca Collaborativa "[Sviluppo e realizzazione di un sistema di gestione e controllo per l'impianto di produzione, accumulo e impiego dell'idrogeno della piattaforma energie rinnovabili](#)", sviluppato con l'impresa Ste Energy;
- interfacciamento con il sistema di gestione della microrete di Macchiareddu e successiva realizzazione di prove sperimentali con avvio da remoto, ricerca di anomalie e analisi dati su tutti i componenti dell'impianto in modalità di funzionamento da remoto;
- messa in sicurezza del Laboratorio per l'impiego dell'impianto nel fine settimana.

#### 4.2 Integrazione della produzione di biometano per via chimica e biologica

La Piattaforma dispone di strumentazioni e dotazioni impiantistiche per la produzione sperimentale di energia da biomasse di diversa origine e natura (forestali, agro-industriali, agricole dedicate e residuali) e di un laboratorio di analisi e misure, fondamentale per le attività di monitoraggio e gestione dei processi chimici e biochimici che avvengono negli impianti pilota.

La Figura 19 mostra l'impianto di digestione anaerobica di cui la Piattaforma è dotata che, grazie alla sua configurazione, programmazione, controllo e gestione automatica, consente di operare in continuo per lunghi periodi, ottenendo una produzione continua di biogas.

Quello della digestione anaerobica è un processo di conversione biochimica che ha come risultato la produzione di una miscela gassosa, il biogas, avente un tenore tipico di metano di circa il 55%vol e costituita per la restante parte prevalentemente da CO<sub>2</sub> con tracce di altri composti quali ammoniaca (NH<sub>3</sub>) e acido solfidrico (H<sub>2</sub>S).



Figura 19: L'impianto pilota di digestione anaerobica e le attività analitiche per la gestione del processo

La Piattaforma dispone inoltre di un impianto pilota di *upgrading* (Figure 20 e 21) per la purificazione del biogas per assorbimento con reazione chimica in soluzioni alcaline. I reagenti gassosi (fase gassosa), attraversando la colonna (fase liquida), sono sottoposti ad un processo di assorbimento accompagnato da reazioni chimiche che ne determinano il sequestro. Il processo di purificazione selezionato consente la rimozione simultanea di CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S mentre il metano, che ha minore affinità con le soluzioni impiegate, fluisce in elevate concentrazioni. La cattura di CO<sub>2</sub> consente di incrementare la densità energetica del biocombustibile prodotto (il biometano) rispetto a quello di partenza (il biogas), in quanto il contenuto percentuale di metano aumenta fino al 99%vol. L'H<sub>2</sub>S è rimosso perché, ancorché tipicamente presente in concentrazioni dell'ordine di 10<sup>2</sup>-10<sup>3</sup> ppm, è un composto tossico per l'uomo e altamente corrosivo per gli apparecchi utilizzatori e nocivo per i catalizzatori.

L'impianto di *upgrading* è stato concepito per condurvi anche il processo di desorbimento (*stripping*) della CO<sub>2</sub> assorbita

mediante l'impiego di soluzioni acide. La possibilità di avere a disposizione la CO<sub>2</sub> recuperata e utilizzarla in altri processi condotti nella Piattaforma consente di integrare il modello energetico proposto con i temi della CCU (*carbon capture and utilisation*) e della sostenibilità ambientale della microrete, offrendo una visione olistica delle problematiche energetiche e ambientali che caratterizzano il presente.



Figura 20: L'impianto pilota di *upgrading* del biogas



Figura 21: Esperimenti di *upgrading* del biogas in soluzione alcalina

Nell'estate del 2021 la Piattaforma si è dotata di un nuovo impianto sperimentale per la conduzione della metanazione biologica (Figura 22). In tale processo ceppi anaerobici idrogenotrofi sfruttano un'alimentazione gassosa costituita da H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> per la conversione di quest'ultima in metano. Tale processo è fisiologicamente parte del complesso sistema di reazioni che intervengono in un digestore anaerobico e che concorrono alla produzione di biogas, dove H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> costituiscono i metaboliti di fasi biochimiche precedenti alla metanogenesi. Essendo condotto in un reattore dedicato e appositamente concepito, prende il nome, in questo caso, di metanazione biologica "ex situ".

Il cuore dell'impianto di metanazione biologica della Piattaforma è costituito da un reattore di tipo *bubble column* che consentirà di produrre fino a 600 L/d di metano, equivalenti a 20 MJ/d, con



l'impiego di un liquido biologico in cui sarà presente il consorzio microbico atto a realizzare la conversione idrogenotrofa.



Figura 22: Reattore di metanazione biologica

Gruppi di ricerca di rilevanza internazionale stanno concentrando il loro interesse verso il processo di metanazione biologica per la sua rilevanza nei settori energetico, sanitario ed ambientale. Il processo consente la conversione dell'idrogeno in metano, vettore energetico più gestibile, trasportabile e utilizzabile nelle infrastrutture già esistenti; consente di potenziare i trattamenti anaerobici già applicati nell'ambito della stabilizzazione delle matrici organiche di scarto e, infine, offre un'interessante opzione per l'utilizzo e la valorizzazione della CO<sub>2</sub> incoraggiando la diffusione dei suoi processi di recupero.

Mentre dal punto di vista volumetrico è piccolo il contributo degli impianti di *upgrading* e di metanazione biologica per la produzione di biometano, è grande il loro significato dimostrativo. Infatti, l'insieme dei tre impianti riguardanti il settore del biogas e del biometano, costituisce una dotazione impiantistica integrata che consente la gestione dell'intera filiera del settore: dalle biomasse iniziali al biogas, dalla sua purificazione al recupero della CO<sub>2</sub> e, infine, al biometano.

#### Sviluppi futuri

Al fine di integrare il biometano e l'idrogeno prodotti dagli impianti della Piattaforma nella microrete, nel corso del 2022 sarà realizzata una rete infrastrutturale per la connessione degli impianti sperimentali per la produzione dei gas rinnovabili, il loro accumulo e l'impiego come combustibili rinnovabili nelle celle SOFC. L'obiettivo è comprendere se sia tecnicamente possibile la generazione continua di energia elettrica con dette celle a combustibile sostenuta, almeno in parte, dal biometano e dall'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili.

Come detto, gli impianti pilota di digestione anaerobica, di

*upgrading* e di metanazione biologica sono stati concepiti per un funzionamento in sequenza.

La rete di futura realizzazione conterà il deposito di stoccaggio del biogas con gli impianti di *upgrading*, ora alimentato da una miscela di CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub> da bombole di gas puri, e di metanazione biologica. I flussi di biometano prodotti dagli impianti di metanazione e di *upgrading* confluiranno in un deposito della capacità di 2 Nm<sup>3</sup> e infine saranno inviati, in alternativa o insieme all'idrogeno da FER, alle celle SOFC.

Anche la CO<sub>2</sub> recuperata sarà immagazzinata in un serbatoio di stoccaggio. Da quest'ultimo, mediante una linea di connessione, sarà possibile valorizzare la CO<sub>2</sub> nel metanatore biologico.

In alternativa, il metanatore biologico potrà essere alimentato con il biogas prodotto dall'impianto di digestione anaerobica, rappresentandone quindi una particolare tipologia di processo di *upgrading* condotto per via biologica. Nello sviluppo delle attività sperimentali della microrete si prevede anche di inserire il recupero della CO<sub>2</sub> potenzialmente presente e recuperabile dal camino di scarico dei fumi delle celle a combustibile.

Un'ulteriore sezione dell'infrastruttura gas riguarderà l'utilizzo di idrogeno da FER. Una linea di connessione consentirà il collegamento dei serbatoi per lo stoccaggio dell'idrogeno prodotto da FER e il metanatore biologico che, in alternativa, potrà essere alimentato da bombole di gas puro. Particolarmente innovativo sarà l'impiego dell'idrogeno da FER accumulabile in un pacco di 3 bombole a idruri, già installate su apposito *skid* e gestite da software dedicato.

L'opera infrastrutturale qui descritta evidenzia la stretta interconnessione tra i tre impianti pilota per la produzione di biogas e biometano e il ruolo che tali biocombustibili sono in grado di ricoprire nella rete energetica: sono funzionali alla generazione elettrica, e permettono l'accumulo chimico sotto forma di miscele gassose.

Una microrete nella quale l'integrazione delle tecnologie di produzione di biometano e idrogeno da FER è totale, può tendere alla neutralità carbonica della microrete stessa.

#### 4.3 Integrazione del sistema di accumulo termico

Nel contesto delle microreti, l'accumulo di energia termica supporta i sistemi di accumulo chimico ed elettrochimico nell'azione che porta a mitigare la differenza tra i tempi di produzione dell'energia prodotta ed il suo consumo. La PER ha realizzato l'impianto semi-sperimentale riportato in Figura 23 con lo scopo di studiare le dinamiche legate all'integrazione dell'accumulo di energia termica all'interno della sua microrete. Nel caso specifico, l'integrazione avviene secondo due modalità:

1. attraverso il recupero del calore cogenerato dalle celle SOFC;
2. attraverso l'impiego di energia elettrica prodotta in eccesso dall'impianto fotovoltaico presente nella microrete.



Figura 23: Impianto per la produzione, l'accumulo e l'impiego di energia termica.

Il calore cogenerato dalle SOFC, stimato in circa 2,5 kW<sub>e</sub> 24h/24h, con le celle a pieno regime, è sottratto al gas in uscita dalle celle attraverso degli scambiatori di calore gas/acqua, ed è successivamente immesso nell'impianto mediante un ulteriore scambiatore acqua/acqua, nel quale da un lato convergono i flussi provenienti dalle sei celle, e dall'altro fluisce il fluido proveniente dall'impianto. L'energia termica così recuperata è accumulata sotto forma di acqua calda in un serbatoio dalla capacità pari a 2000 litri (23,2 kWh<sub>e</sub> con intervallo di lavoro 45÷55 °C). Durante il periodo invernale, il calore accumulato è impiegato per contribuire a soddisfare il carico termico dell'edificio (una porzione di circa 300 m<sup>3</sup>), ma resta comunque disponibile tutto l'anno per eventuali altre utenze che potranno accedere ai diversi punti di prelievo, a monte e a valle dell'accumulatore. Durante il periodo estivo, nelle ore in cui la generazione fotovoltaica eccede la domanda della microrete, o quando lo si ritenga necessario, parte dell'energia elettrica prodotta è convertita tramite una pompa di calore reversibile aria-acqua ad inverter sotto forma di "energia frigorifera". In questo caso l'energia prodotta è accumulata in un serbatoio riempito con dei PCM, acronimo che sta per Phase Change Material e identifica dei sistemi che accumulano energia termica a temperatura quasi costante sfruttando il cambiamento di fase del materiale. Nel caso specifico, come illustrato nella parte sinistra della Figura 24, sono stati impiegati sali idrati macro incapsulati con temperatura di cambiamento di fase pari a 13°C, per una capacità complessiva nominale dell'accumulatore di circa 13,5 kWh. L'intero impianto è controllato mediante una centrale di regolazione dedicata.

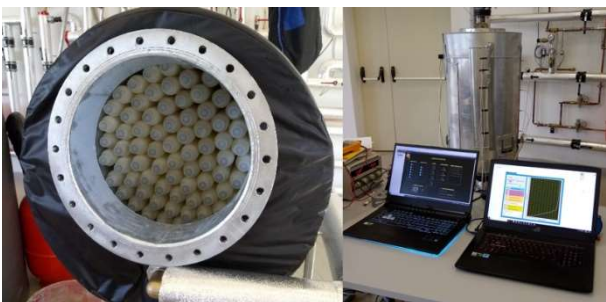


Figura 24: Accumulatore con PCM macro incapsulato (a sinistra) e sezione dell'impianto dedicata alle attività sperimentali (a destra).

L'impianto presenta infine una parte sperimentale, costituita al momento da un serbatoio di circa 60 litri al quale sono state applicate 16 termoresistenze per monitorare l'evoluzione del profilo di temperatura lungo l'asse verticale (Figura 24 a destra).

L'attività svolta finora ha permesso di riflettere sul fatto che:

- ad oggi i sistemi con materiali a cambiamento di fase presentano alti costi, e si riscontra la mancanza di economie di scala e di un adeguato numero di fornitori;
- l'integrazione di un sistema di accumulo di energia termica aumenta la flessibilità e l'efficienza degli impianti, ma deve essere sempre accompagnato ad una attenta valutazione costi-benefici in funzione della specifica utenza.

### Sviluppi futuri

Allo stato attuale resta da approfondire e ottimizzare l'integrazione dei due sistemi di accumulo nella microrete. Per l'integrazione con i cogeneratori a celle SOFC, occorre verificare l'effettiva energia prelevabile dalle nuove celle e le temperature di lavoro ammissibili; per l'accumulatore a PCM, al momento caricato in un range orario definito e preimpostato, occorre realizzare l'integrazione tra la centrale di regolazione e il sistema di gestione e controllo della microrete, oltre a studiarne le dinamiche e caratterizzarlo in modo da fornire tutti i parametri necessari per la sua integrazione ottimale.

Inoltre, la parte strettamente sperimentale dell'impianto consentirà di approfondire le conoscenze su sistemi di accumulo innovativi come quelli che prevedono l'impiego di materiale a cambiamento di fase, sia come singolo mezzo sia in sistemi a termoclino multistrato, con la prospettiva di realizzare modelli di simulazione idonei a supportare future scelte progettuali.

### 5. Imparare dall'esperienza, consigli utili per le PPAA

Lo sviluppo della microrete quale infrastruttura tecnologica innovativa ha posto numerose sfide: l'acquisto, l'installazione e il collaudo di una molteplicità di impianti e attrezzature che, come in un puzzle, è stato necessario combinare tenendo conto del contesto logistico e infrastrutturale preesistente, la gestione di non comuni procedure amministrative, la ricerca sul mercato di beni non standardizzati e poco diffusi, il superamento di vincoli logistici e infrastrutturali preesistenti.

Per tali ragioni, abbiamo ritenuto utile elencare sinteticamente alcuni consigli utili per le Pubbliche Amministrazioni che intendessero come noi intraprendere il percorso di realizzazione di una microrete. Per facilità di lettura, i consigli utili relativi a ciascuno degli aspetti considerati (amministrativo, tecnico e sulla sicurezza) sono stati riportati graficamente in riquadri verdi.

Gli **aspetti amministrativi** sono legati, in maniera specifica, allo status di Pubblica Amministrazione che deve inevitabilmente tenere in considerazione i tempi dovuti all'espletamento delle

procedure d'appalto necessarie per l'acquisizione di beni, servizi e lavori. Infatti, l'iter amministrativo da seguire per assicurare procedure ad evidenza pubblica implica la necessità di considerare tempi più ampi, nei quali ricomprendere un'adeguata indagine di mercato, la scelta della procedura di appalto più adatta e la sua pubblicazione e gestione, fino all'affidamento dell'incarico per il quale occorre tenere in considerazione i tempi necessari alle verifiche sull'impresa aggiudicatrice, propedeutiche e imprescindibili alla firma del contratto, che richiedono, talvolta, un periodo di tempo superiore ai 30 giorni.

Oltre a questo, incide sulle tempistiche l'opportunità di rivolgersi ad una platea ampia di operatori economici ricorrendo anche a quelli extranazionali, per facilitare la cui partecipazione, occorre tradurre in inglese la documentazione tecnica e amministrativa di gara, con la conseguente difficoltà di rendere chiare e comprensibili le disposizioni normative italiane. Si aggiunga a questo, l'impegno volto a favorire la parità di condizioni nella partecipazione agli operatori esteri i quali devono scontrarsi con l'utilizzo di piattaforme elettroniche per gli acquisti della Pubblica Amministrazione italiana.

Altro aspetto, non meno rilevante, riguarda le pratiche autorizzative per l'installazione e la messa in funzione degli impianti nonché per la realizzazione delle infrastrutture propedeutiche alla microrete. Vigili del fuoco, uffici tecnici comunali, GSE, ENEL, sono solo alcuni degli interlocutori per il rilascio di autorizzazioni e pratiche di connessione alla rete elettrica. Ciò impone una profonda conoscenza della normativa in materia di autorizzazioni e la disponibilità di personale dedicato

#### Consigli utili:

- programmare gli acquisti prevedendo ampi margini di tempo per consentire la partecipazione anche delle imprese estere;
- porre attenzione alla traduzione della documentazione di gara e, comunque, stabilire che in caso di controversie è valida solo la versione in italiano;
- prevedere sempre, in fase di predisposizione del budget, una quota da destinare ai costi di sdoganamento qualora si acquisti da fornitori esteri;
- prestare particolare attenzione alla disciplina delle penali sui ritardi in quanto nell'esecuzione dell'appalto possono sorgere imprevisti legati all'innovatività dei prodotti.

all'espletamento delle pratiche o, in alternativa, l'esternalizzazione del servizio.

Per quel che riguarda gli **aspetti tecnici**, l'elevato carattere di innovatività delle dotazioni tecnologiche che compongono la microrete ha determinato, in alcuni casi, la necessità di redigere schede tecniche di beni non ampiamente commercializzati o addirittura non ancora presenti sul mercato. Si è dovuti ricorrere ad ampie e continue interlocuzioni con gli operatori economici, tenendo conto anche delle caratteristiche tecniche degli altri componenti del "puzzle microrete". L'elevato carattere di innovatività ha pertanto reso necessari numerosi aggiustamenti tecnici e correttivi volti ad assicurare la perfetta interconnessione dei vari componenti.

#### Consigli utili:

- far precedere l'elaborazione delle schede tecniche da un'ampia indagine di mercato volta a conoscere prodotti e soluzioni tecnologiche disponibili;
- avvalersi di figure professionali dotate di elevate competenze tecniche per evitare di tralasciare aspetti fondamentali per la definizione finale della microrete;
- assicurare, in ogni momento, lo stretto dialogo tra uffici tecnici e uffici amministrativi affinché le reciproche esigenze vengano recepite nei documenti di gara.

Per quel che riguarda infine gli **aspetti relativi alla sicurezza**, si evidenzia il fatto che, trattandosi in alcuni casi di acquisizione e integrazione di impianti sperimentali alimentati e/o di generazione di gas combustibili, si deve ottemperare alle prescrizioni della normativa vigente, le quali, senza pretesa di esaustività, sono richiamate nel box sottostante.

#### Consigli utili:

- sicurezza antincendio: occorre ottenere il rilascio del certificato di prevenzione incendi e dotarsi e mantenere apparati e sistemi atti alla rilevazione e gestione degli eventi avversi;
- sicurezza degli ambienti di lavoro (D.Lgs. 81/2008 e s.m.i.): considerando la presenza di gas combustibili, occorre adottare idonee misure di prevenzione e protezione contro le esplosioni - Rischio di formazione di atmosfere esplosive (ATEX);
- protezione ambientale: per ogni tipologia di impatto causato dagli impianti e dalle infrastrutture installate si deve fare riferimento alla normativa specifica della disciplina, ove esistente, e al T.U. ambientale (D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.).

In conclusione possiamo affermare che il notevole impegno profuso non solo da Sardegna Ricerche, bensì anche dagli operatori economici per giungere, attraverso continui adattamenti, accorgimenti e miglioramenti, all'elaborazione della configurazione tecnica più appropriata per la microrete ha reso questo processo un percorso di continua crescita professionale per tutti gli attori coinvolti.

## 6. Prospettive di sviluppo per la microrete di Macchiareddu

Le dotazioni impiantistiche della Piattaforma e le attività di sperimentazione fin qui presentate, rappresentano un'evoluzione del ruolo di *prosumer* (parola nata dall'unione delle parole inglesi *producer-consumer*) ossia un utente che, pur essendo collegato alla rete nazionale, non solo agisce come consumatore, ma produce anche energia con impianti FER collegati a sistemi di accumulo nella propria abitazione/azienda.

Nell'ottica di proseguire nella sperimentazione di forme innovative di autoconsumo energetico diffuso, la Piattaforma intende pianificare delle future attività di ricerca e sviluppo in linea con quanto previsto dalla Direttiva (UE) n.2001 dell'11/12/2018 - Direttiva Rinnovabili. In particolare, si intende valutare la fattibilità di creare una comunità energetica che aggrega, oltre alla nostra struttura, anche alcune delle imprese localizzate nella zona industriale. Parallelamente si intende inoltre avviare una sperimentazione delle *Virtual Power Plant (VPP)* per far dialogare la microrete di Macchiareddu con l'Università di Cagliari ed altri singoli *prosumer* presenti sul territorio.

### 6.1. Comunità energetiche: il contesto normativo

Nell'articolo 22 della Direttiva (UE) n.2001 dell'11/12/2018 - Direttiva Rinnovabili - viene garantito a tutti i cittadini il diritto di aderire a comunità energetiche che assolvono alle seguenti funzioni principali:

- producono, consumano, stoccano e vendono energia rinnovabile;
- condividono fra i soci l'energia prodotta, mantenendo i diritti come consumatori singoli;
- partecipano direttamente ai mercati elettrici e al regime di incentivazione;
- pagano gli oneri dovuti, tenendo conto però anche dei benefici che le risorse energetiche distribuite arrecano al Sistema.

I cittadini, le imprese (salvo quelle che operano nel settore dell'energia) e gli enti locali si aggregano per investire nella realizzazione e gestione degli impianti e per vendere l'energia in rete, al netto delle quote di autoconsumo per gli edifici su cui sono installati.

La Direttiva Rinnovabili, che sarà recepita entro il 2021, pone alla base delle comunità di energia rinnovabile una serie di principi decisamente innovativi:

- la condivisione fra i membri della comunità dell'energia prodotta e istantaneamente consumata;
- la vicinanza fra produzione e consumo come principio di carattere sostanziale;
- la caratterizzazione di strumento aperto cui possano aderire tutti i cittadini, gli enti locali e le piccole medie imprese del territorio.

In attesa della legge di recepimento, il governo nazionale, all'inizio del 2020, all'interno del nuovo PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima), ha specificato che le comunità energetiche, l'autoconsumo collettivo ed i piccoli impianti sono strumenti per incrementare la "rinnovabilità" dei consumi energetici in settori strategici come quello residenziale, e di fatto posticipando l'emanazione di un regime regolatore che consenta a cittadini, imprese ed enti pubblici di associarsi per divenire autoconsumatori di energia rinnovabile.

Il Decreto Milleproroghe, pubblicato in Gazzetta Ufficiale a febbraio 2020, consente, in una prima fase sperimentale che si concluderà il 30 giugno 2021, la nascita dell'autoconsumo collettivo (*prosumer* all'interno dello stesso edificio o condominio) e delle comunità energetiche (*prosumer* ubicati in un perimetro più ampio rispetto a quello dei condomini). Condomini, famiglie, enti locali e imprese potranno autoprodurre e autoconsumare collettivamente l'energia prodotta da impianti rinnovabili di potenza complessiva inferiore ai 200 kWp, utilizzando la linea di distribuzione elettrica esistente.

L'ultimo atto, in ordine di tempo è il decreto attuativo (in attuazione dell'articolo 42-bis del Milleproroghe sopracitato), del 15/09/2020, che garantisce una tariffa incentivante fino a 110 €/MWh per l'energia rinnovabile prodotta dalle comunità energetiche rinnovabili (la tariffa scende a 100 €/kWh per gli impianti in autoconsumo collettivo).

Per accedere all'incentivo, che il governo spera darà una forte accelerazione alla nascita di questi soggetti, sarà sufficiente fare richiesta al GSE, senza il ricorso a bandi e a graduatorie.

Anche a livello locale, alcune regioni hanno legiferato in merito partendo dalla direttiva europea. Si segnalano il Piemonte, la Puglia, la Liguria e la Calabria. Anche la Giunta della Regione Sardegna ha approvato un Disegno di legge, (n. 52/11 del 23 dicembre 2019) concernente "Disposizioni regionali in materia di energia e modifiche alla legge regionale n. 9 del 2006", in cui definisce, nel capo II, le misure per la "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche da fonti energetiche rinnovabili".

### 6.2. Cenni sulle VPP

L'idea della Centrale Elettrica Virtuale (o VPP dall'acronimo delle parole inglesi *Virtual Power Plant*) nasce verso la fine degli anni novanta, soprattutto con la liberalizzazione del mercato dell'energia, ma è solo di recente che ha iniziato a diffondersi più velocemente, merito sicuramente di un'espansione sempre più



capillare della generazione distribuita, oltre che di una maggiore efficienza sia delle tecnologie dei sistemi di produzione che di quelle legate ai software di controllo remoto.

Una VPP è un'aggregazione di unità di generazione, accumulo e consumo decentralizzate nella rete elettrica e coordinate tramite un sistema di controllo centrale. Le unità possono essere produttori di energia elettrica quali impianti a biogas, centrali eoliche, impianti fotovoltaici, impianti di cogenerazione o centrali idroelettriche, consumatori di energia elettrica, accumulatori e impianti di conversione dell'energia (energia in gas, elettrolizzazione). Lo scopo della VPP consiste nella rivendita nei mercati dell'energia elettrica e flessibilità dell'aggregato di impianti. Ogni attore, produttore o consumatore che sia, può costituire parte di una VPP. La gestione dell'aggregato è eseguita da un sistema di controllo centrale che mediante uno speciale algoritmo coordina non soltanto i singoli impianti, ma al pari di un'unica grande centrale elettrica, supporta il Gestore di rete per la fornitura di servizi per il bilanciamento e la regolazione, necessari per il funzionamento in sicurezza della rete.

La VPP è inoltre in grado di reagire in modo veloce ed efficiente ai segnali di prezzo provenienti dai mercati dell'energia e di modulare di conseguenza il funzionamento. Dato che sono composte da impianti (spesso rinnovabili) interconnessi tra loro, l'immissione è soggetta ad oscillazioni di potenza (per esempio nel caso di impianti fotovoltaici ed eolici: sole coperto e/o vento debole). Per evitare picchi di potenza di immissione e garantire il rispetto del bilancio energetico è pertanto fondamentale che, accanto ad una varietà teoricamente illimitata di produttori di energia rinnovabile di tipo non programmabile, ci siano anche consumatori di energia flessibili, centrali di accumulo, impianti controllabili come (cogenerazione, biomassa, biogas ed energia idraulica), ed impianti di conversione di energia: *power-to-gas* (P2G), oppure *power-to-heat* (PtH).

La rapida flessibilità, che costituisce il punto di forza delle VPP, contribuisce a modulare e compensare le variazioni di potenza richieste della rete di distribuzione nazionale. Da un punto di vista economico, attraverso la rapidità nell'adattamento alla quantità di energia elettrica richiesta, le VPP riescono a seguire al meglio il prezzo dell'energia elettrica nel borsino nazionale, offrendo così le produzioni nel momento di maggior "carenza" e quindi economicità nel mercato.

In un mondo sempre più digitale anche l'economia in ambito energetico non rappresenta un'eccezione. Così come per tutti gli altri settori economici anche per l'approvvigionamento energetico si sta vivendo una trasformazione strutturale a livello globale che vede da un lato la dismissione dalle grandi centrali a combustibile fossile e dall'altro la nascita di piccole unità decentralizzate ed interconnesse anche grazie alle recenti scoperte nel campo della digitalizzazione dei processi.

Già oggi si registrano delle VPP che, pur non possedendo impianti di generazione, riescono ad ottimizzare l'esercizio degli impianti di proprietà altrui, di fatto superando, le taglie dei grandi impianti centralizzati. Con la differenza, non trascurabile, che le VPP nascono principalmente come aggregatori di produzioni rinnovabili che, inserite nel sistema globale, perdono la caratteristica di "fonti alternative", contribuendo ad aumentare la sostenibilità ambientale dei processi di conversione energetica.

Lato domanda si prevede nel breve-medio periodo un significativo incremento dei consumi dovuti sia all'elettrificazione del settore dei trasporti, sia alla crescita esponenziale dei nodi elettrici e dei centri di calcolo indispensabili per la gestione dei processi di digitalizzazione. In questo contesto di riferimento è impensabile soddisfare la domanda di energia elettrica con impianti tradizionali alimentati da un unico vettore energetico.

Piattaforma Energie rinnovabili  
[piattaformaer@sardegnaercherche.it](mailto:piattaformaer@sardegnaercherche.it)  
[www.sardegnaercherche.it](http://www.sardegnaercherche.it)  
 Sardegna Ricerche  
 VI Strada Ovest  
 Z.I. Macchiareddu  
 09010 Uta (CA)  
 Tel. +39 070 9243.1