

DIGITAL ENERGY E COMUNITA' ENERGETICHE

Antonio Sacchetti*, Pietro Rossetti**, Giuseppe Starace***

*,** TERA srl- Via Cesare Balbo, 19/D - 70014 CONVERSANO (BA); *antonio.sacchetti@terasrl.it; **pietro.rossetti@terasrl.it

***Università del Salento – Dipartimento di Ingegneria dell'Innovazione 73100 LECCE; giuseppe.starace@unisalento.it

SOMMARIO

Il *Green Deal* europeo, con la pianificazione degli investimenti e degli interventi per la transizione energetica, la decarbonizzazione e la promozione dell'uso efficiente delle risorse, disegna un quadro profondamente rinnovato del rapporto tra energia, ambiente e cittadini, nell'ottica di un sistema energetico *circolare*. In questo articolo, che contiene in coda un utile glossario dei nuovi termini introdotti nel gergo di settore, si illustrano le nuove opportunità di un mercato dell'energia elettrica che si apre alla *Digital Energy* e alle tecnologie abilitanti come *Smart Metering* e *Demand-Response* e che è il cardine dell'innovazione del sistema elettrico. Accanto alla crescita progressiva delle fonti energetiche rinnovabili distribuite e dei sistemi BESS (*Battery Energy Management System*), con la riduzione della quota prodotta da fonti energetiche tradizionali, si assiste alla nascita di nuovi attori, come gli *aggregatori* all'interno dei sistemi UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste) e gli *autoconsumatori collettivi* riuniti in *Comunità Energetiche Rinnovabili* nonché, nel contempo, alla moltiplicazione della capacità di rispondere in modo collettivo ai bisogni di ambito energetico e di equilibrio della rete, con ricadute di carattere ambientale e sociale.

INTRODUZIONE

Il quadro socio-economico e politico in tema di energia vede oggi in primo piano il *Green Deal* europeo, quale azione di risposta alle sfide ambientali, con il grande obiettivo, al 2050, di annullare le emissioni nette di gas serra e di generare un sistema in cui la crescita economica sia slegata dalla disponibilità delle risorse. Il *Green Deal*, in pieno accordo con l'Agenda 2030 stilata dalle Nazioni Unite e con i suoi obiettivi di sviluppo sostenibile, è incentrato sulla decarbonizzazione dei processi di trasformazione dell'energia.

Con la direttiva Rinnovabili RED II del dicembre 2018 e con la direttiva Mercato Elettrico IEM3 del giugno 2019 - entrambe parte del *Clean Energy Package* - vengono introdotte e regolate le figure dell'*autoconsumatore collettivo* e delle *comunità energetiche "rinnovabile (CER)"* e "*dei cittadini (CEC)*", che individuano il cittadino europeo come elemento fondamentale del nuovo modello di produzione e consumo dell'energia da fonte rinnovabile.

Il nuovo quadro normativo supera il concetto di autoconsumo *one-to-one*, e le definizioni dei modelli di riferimento e di remunerazione incentivante. Con la progressiva penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili (in particolare il solare fotovoltaico integrato negli edifici), introduce, poi, nuovi modelli di aggregazione e gestione di risorse energetiche distribuite (DER) e utenze elettriche, perché queste siano anche in grado di fornire servizi alla rete.

Acquisiscono particolare rilievo gli "*active prosumer*" da affidare agli "*aggregatori*", con la finalità di programmare l'immissione e il prelievo di energia e consentire una più agile ed efficiente "regolazione" della rete elettrica.

In questo quadro, negli ultimi anni, è venuta aumentando la rilevanza dei temi legati allo "*Smart Metering (SM)*", al "*Demand-Side management (DSM)*" e al "*Demand Response (DR)*", quali tecniche e metodiche finalizzate a bilanciare generazione e consumo di energia elettrica e a prevenire problemi di congestione delle reti, coinvolgendo tutti gli attori del settore elettrico, fino agli utenti finali. In quest'ottica, la

piena integrazione delle azioni volta all'efficientamento energetico, alla produzione di energia da rinnovabile e all'adozione dei sistemi di *storage*, deve andare di pari passo con il processo di digitalizzazione delle reti, verso il raggiungimento di obiettivi di sostenibilità e sicurezza del sistema fissati dalla "*transizione energetica*".

TECNOLOGIE E OPPORTUNITÀ CONCRETE NELL'ERA DELLA DIGITAL ENERGY

La realizzazione degli obiettivi di efficientamento del sistema elettrico necessita di dispositivi tecnologici in grado di rendere più evoluta la gestione energetica presso le utenze (residenziale, aziendali, pubbliche), promuovendo comportamenti virtuosi come l'autoconsumo istantaneo o l'immissione e/o il prelievo di energia in rete su richiesta della rete stessa, nell'ottica della gestione intelligente dei carichi elettrici.

Allo scopo, è richiesta una funzionalità di base: quella del monitoraggio dei flussi energetici in tempo reale. Assumono allora importanza crescente le tecnologie di SM¹ che contribuiscono ad accrescere la consapevolezza del cliente finale riguardo ai propri consumi di energia, cosa che è condizione necessaria per efficientare i consumi e ottimizzare la produzione "domestica" di energia.

Così anche gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili/intermittenti diventano commercialmente attraenti verso i gestori di rete e i *players* energetici (possono esserne remunerati/incentivati) visto che possono generare profili di immissione di energia in rete più programmabili, a beneficio dell'equilibrio della rete elettrica.

Il punto di arrivo è una rete intelligente (*smart grid*) che allo scambio delle quantità di energia accompagna flussi di dati con l'obiettivo di ridurre consumi, congestioni e perdite, ottimizzando la produzione da rinnovabili.

¹ In particolare ci si riferisce alla tecnologia *smart meter 2G* su onde convogliate (PLC) che si sta diffondendo in Italia.

In un contesto di sviluppo così caratterizzato, è facile prevedere che si delineino nuove figure lavorative e opportunità di business. Nasceranno soggetti delegati alla gestione energetica (gli *aggregatori* o *gestori delle comunità energetiche*) proprietari/gestori degli impianti di produzione di energia rinnovabile, utenti *prosumer* in grado di erogare servizi energetici.

Questa sarà l'era, tutta nuova, della *Digital Energy*: così ci si riferisce alla gestione dell'energia elettrica basata sulla convergenza e l'integrazione di tecnologie energetiche e digitali, a livello di rete o dell'edificio o dell'abitazione (rispettivamente *smart grid*, *smart home*, *smart building* o complessivamente *smart asset*).

Le tecnologie caratterizzanti la *Digital Energy* saranno lo "Smart Metering" e la "Demand Side Management" (che include la "Demand Response").

OPPORTUNITÀ ECONOMICHE DERIVANTI DALLE UVAM

Con la delibera ARERA 300/2017/R/eel si è realizzata la prima "apertura del mercato". La platea dei fornitori del *Mercato dei Servizi di Dispacciamento* (MSD) si è allargata a nuovi soggetti (inclusi quelli dotati di sistemi di accumulo) sino a quel momento non abilitati. Sono state introdotte le UVA e la figura dell'*aggregatore* quale soggetto abilitatore della partecipazione di unità di piccola taglia (UPNR) come i piccoli impianti fotovoltaici, anche domestici.

Le UVAM sono costituite da tante piccole unità aggregate di produzione da fonte rinnovabile con accumulo (tipicamente piccoli impianti fino alla decina di kW, allocati in edifici) che, uniti virtualmente attraverso un Aggregatore, per partecipare al MSD, sommano almeno 1 MW di potenza. Il piccolo utente *prosumer* "rinnovabile" (impianto di potenza nominale inferiore a 1 MW), diversamente, non avrebbe facoltà di essere un soggetto autonomo rispetto al gestore TERNA e quindi non potrebbe partecipare al sistema UVAM.

L'utente può partecipare a una UVAM se dispone:

- di un impianto da fonte rinnovabile con sistema di accumulo elettrico (ad es. batterie),
- una o più unità di consumo (carichi elettrici),
- un dispositivo (o un insieme di dispositivi, inclusi comunque quelli necessari alla connessione ad internet) dotato di software di interfaccia a una piattaforma informatica gestita dall'aggregatore con la funzione di BSP. in genere un'unità di monitoraggio e controllo chiamata "UPM" in grado di dialogare col sistema BESS.

Gli aggregatori, sulla base di un rapporto contrattuale con gli utenti, stabiliscono le regole di prelievo dell'energia da loro prodotta o accumulata per dati periodi di tempo (tipicamente dell'ordine di un'ora, ma la casistica è ben più complessa). A fronte di ciò, gli utenti ricevono una remunerazione dal soggetto responsabile del dispacciamento (TERNA) per avere di fatto assicurato un contributo al bilanciamento della rete, ovvero, al mantenimento dell'equilibrio fra consumi e produzioni.

I *prosumer* sommano i benefici di autoconsumo istantaneo a quelli di vendita di servizio elettrico ai soggetti aggregatori.

In presenza di un mercato appena aperto alle UVAM e, per questo ancora immaturo, non è facile fare stime precise sulle

remunerazioni. Limitandosi a prevedere in primissima approssimazione, un beneficio per l'utente già possessore di impianto fotovoltaico con accumulo dell'ordine dei 100€ all'anno per ogni kW_p di impianto da FER o di kWh di accumulo installato va detto che esistono due differenti meccanismi di remunerazione per le UVAM, fra cui il più interessante è l'approvvigionamento a termine, che garantisce:

- analogamente all'impianto tradizionale, una remunerazione particolarmente vantaggiosa in funzione delle offerte accettate (*pay-as-bid*: fino a valori di 0,40€/kWh e giustificata dalla natura "emergenziale" dei servizi);
- un corrispettivo fisso in funzione della potenza disponibile nella finestra temporale dalle ore 14:00 alle ore 20:00 dei giorni feriali (tale corrispettivo può arrivare fino a 30.000 €/anno per ciascun megawatt di potenza disponibile).

Per coloro che non posseggono ancora un impianto di produzione, la tipologia di beneficio può essere diversa.

La partecipazione alle UVAM è, infatti, per i players energetici, un'occasione commerciale per offrire tariffe convenienti all'utente (*active prosumer*), identificando nell'aggregatore il soggetto deputato a sostenere i costi per l'impianto e lasciando all'utente i vantaggi legati al risparmio in bolletta derivante dall'autoconsumo istantaneo dell'energia prodotta.

A quanto detto va comunque aggiunta la considerazione che i possibili modelli di business che si affermeranno in futuro potranno essere i più disparati.

TECNOLOGIE E OPPORTUNITÀ DERIVANTI DALLE COMUNITÀ ENERGETICHE

Nella legge n.8 del 28.02.2020 di conversione del Decreto "Milleproroghe", anticipando il recepimento delle direttive europee e introducendo una fase pilota, il Governo ha dato mandato ad ARERA di normare una nuova opportunità per il cliente finale, inteso come persona fisica, PMI o autorità locale (comprese le amministrazioni comunali) che consiste nell'entrare a far parte di una *Comunità Energetica Rinnovabile (CER)*, o di un *gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile (AUC)*. Allo scopo, occorre stipulare un contratto di comunità e stabilire che:

- nel gruppo dei soggetti aderenti vi sia almeno un utente *prosumer* dotato di impianto di produzione da fonti rinnovabili di potenza inferiore ai 200 kW;
- siano presenti uno o più utenti consumatori;
- nel caso di AUC, gli utenti facciano tutti parte dello stesso edificio o condominio;
- nel caso di CER gli utenti siano collegati "alla stessa cabina elettrica" (la cabina secondaria MT/BT di servizio agli edifici).

Tali disposizioni si applicano a quegli impianti (o nuove sezioni di impianto derivanti da interventi su impianti preesistenti) che entrano in esercizio tra il 28.02.2020 e i 60 giorni successivi alla data di recepimento della Direttiva RED II, prevista entro giugno 2021.

Per indicare come poter ottenere i benefici della partecipazione a una Comunità Energetica, ARERA il 04.08.2020 ha rilasciato il documento 318/2020/R/eel, nel quale si riconoscono sul piano economico gli incentivi derivanti dal

consumo in situ dell'energia elettrica localmente prodotta, senza dover procedere a implementare soluzioni tecniche (quali reti elettriche per "sistemi chiusi", diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi) o societarie (quali quelle necessarie per poter essere classificati tra i *Sistemi Semplici di Produzione e Consumo* – SSPC, come ad esempio avveniva per gli *Altri Sistemi di Auto-Produzione*, ASAP). Nello specifico, si stabilisce un modello regolatorio "virtuale" che prevede la valorizzazione e l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa per l'"autoconsumo" all'interno del "gruppo di auto-consumatori da fonte rinnovabile che agiscono collettivamente" o tra i membri della "comunità di energia rinnovabile", sulla base della contemporaneità (determinata su periodi di tempo orari) tra il flusso di energia prodotta dagli impianti della comunità e immessa in rete e il flusso di energia prelevato dalla rete dall'insieme dei membri della comunità stessa (c.d. servizio di energia condivisa).

Pertanto, se il produttore di energia pulita, anziché cedere l'energia in più (quella eccedente l'autoconsumo istantaneo) alla rete pubblica (a un dato valore), condivide/cede quell'energia con/ai membri della comunità/condominio (non necessariamente vicini fisicamente, tranne che per l'autoconsumo collettivo), beneficia di un maggior valore composto da due contributi incentivanti:

- dalla quota parte di "contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa" (CAC), riconosciuto dal GSE;
- da un incentivo "esplicito" riconosciuto dal MISE

che sono determinati sulla base di parametri distinti per tipologia di configurazione (CER o AUC), e calcolati in funzione della quantità di Energia Elettrica Condivisa per ora e su base mensile (EAC)².

Inoltre, grazie ad opportuni sistemi tecnologici, il possessore di un impianto fotovoltaico può immagazzinare entro appositi accumulatori (BESS) l'energia elettrica prodotta in eccesso e non autoconsumata istantaneamente all'interno della comunità, per cederla poi alla comunità in un tempo successivo (ad esempio, nelle ore notturne), o per integrare la produzione fotovoltaica in caso questa non fosse sufficiente a sostenere i consumi della comunità.

Con ciò può valorizzare l'energia prodotta ancora meglio di quanto accadrebbe se la comunità non fosse dotata di sistema di accumulo e rendere ancora più virtuoso l'ecosistema energetico.

Quindi, ai fini della determinazione degli incentivi attribuiti all'energia condivisa, qualunque utente finale titolare di un contratto di fornitura di energia elettrica, che si sia costituito formalmente in CER/AUC con almeno un soggetto dotato di impianto di produzione, risulta "virtualmente" che una parte dell'energia consumata sia prodotta dall'impianto di produzione facente parte dello schema. Così, all'interno della

² L'energia elettrica condivisa per l'autoconsumo (o, più semplicemente, condivisa) è, in ogni ora, il minimo tra:

- l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dall'impianto (o più impianti) di produzione
- l'energia elettrica prelevata collettivamente dai punti di connessione di una AUC o dai membri di una CER (al netto della sola energia elettrica prelevata per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione ai sensi dell'art.16 del TIT - Deliberazione 574/2014/R/eel).

configurazione viene "virtualmente" *condivisa* tra il consumatore finale e il produttore l'energia per l'autoconsumo.

Per poter abilitare sul campo un tale sistema, è necessaria una tecnologia capace di contabilizzare i flussi di energia, prodotti o consumati e di attribuire agli stessi flussi data e orario (*time stamp*), con una frequenza di lettura oraria. Data la "virtualità" del sistema di determinazione dell'energia condivisa, non è necessario dimostrare alcuna "fisicità" nei flussi energetici (come del resto già avviene quando paghiamo la bolletta a un qualsiasi operatore e non a chi effettivamente ce la consegna), poiché la contabilizzazione dell'energia avviene solo sulla base della "contemporaneità" dell'energia prodotta e autoconsumata;

Premesso che, lato "sistema elettrico", a garanzia della comunità, è necessaria la misura (e registrazione) dei flussi su base almeno oraria, occorre dotarsi di tecnologie abilitanti lato utente (consumatore/*prosumer*), che consentano di costruire un siffatto sistema. Sarà necessario munirsi di apparecchi per lo *smart metering* sincronizzato con un software che tracci i flussi di ogni membro e generi il bilancio energetico di comunità, in kWh come in €; tramite la lettura dei contatori fiscali, senza necessità di installare contatori/misuratori aggiuntivi. Il gestore della configurazione, tramite apposito sistema software, effettuerà la ripartizione dei benefici ai singoli utenti in base a quanto liberamente stabilito nel contratto di comunità.

In caso di *CER smart*, a quanto già detto si aggiunge il fatto che se il soggetto "produttore" di energia nell'ambito della Comunità è dotato anche di un sistema di accumulo BESS, esso potrà mettere in atto logiche che non riversano in rete la frazione di energia prodotta in eccesso rispetto alla somma dei consumi della comunità, massimizzando in tal modo, l'autoconsumo e l'energia condivisa. In questo caso:

- è necessario dotarsi a maggior ragione di un proprio sistema informatico di contabilizzazione in tempo reale delle misure dei contatori (incluse le batterie);
- il software di gestione della comunità deve favorire la carica della batteria in presenza di eccessi di produzione e la scarica con deficit di produzione, ottimizzando così i benefici economici sia per il soggetto che produce che per i soggetti che consumano. In più, il software della comunità deve poter comandare l'accensione e lo spegnimento di carichi elettrici (utenze interrompibili, distaccabili al bisogno, senza disagi per l'utilizzatore), nell'ottica di massimizzare l'autoconsumo istantaneo collettivo. Se si sta consumando più energia di quella prodotta dall'impianto fotovoltaico e la batteria è già scarica, occorre, cioè, procedere a diminuire i consumi distaccando dei carichi, e, viceversa, se si sta consumando meno di quanto si produce e la batteria è già carica, occorre procedere ad aumentare i consumi connettendo le utenze distaccate in precedenza).

Per fare ciò occorrono:

- un dispositivo che moduli e controlli i flussi energetici delle batterie (BESS), possibilmente compatibile con i diversi modelli di batteria più diffusi sul mercato;
- algoritmi decisionali per la massimizzazione dell'autoconsumo istantaneo e la gestione della carica/scarica dei BESS per riportare al minimo l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione della comunità;

- eventuali applicazioni *blockchain*³ che registrino, le "transazioni" di energia proprio ai fini della ripartizione dei benefici all'interno della comunità.

OPPORTUNITÀ ECONOMICHE DERIVANTI DALLA COSTITUZIONE DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE

Sia la CER, sia l'AUC, maturano benefici volti alla valorizzazione e all'incentivazione dell'energia elettrica condivisa -la cui erogazione avviene ad opera del Gestore Servizi Energetici (GSE)-, secondo meccanismi di acconto e conguaglio garantito su base annuale entro il 15 maggio dell'anno successivo a quello di riferimento. Il GSE stipula un apposito contratto di incentivazione ventennale, prorogabile fatte salve diverse disposizioni dell'ordinamento nazionale, con il referente della comunità.

Gli incentivi si distinguono in:

- un incentivo cosiddetto "implicito", derivante dall'autoconsumo istantaneo (Contributo CAC), che vale tipicamente 0,8 c€/kWh (8 €/MWh) per la configurazione di Comunità Energetica e 0,97 c€/kWh (9,7 €/MWh) per la configurazione di autoconsumo collettivo;
- un incentivo "esplicito" derivante dalle disposizioni previste all'interno del decreto ministeriale MISE del 15.09.2020, rispettivamente pari a 0,11 €/kWh per la configurazione di Comunità Energetica e 0,10 €/kWh per la configurazione di autoconsumo collettivo condominiale. Ad esempio, per il caso di una CER che, nello stesso arco temporale, immetta nella rete pubblica un flusso di energia pari a 10kWh e prelevi un flusso di energia pari a 7kWh, la stessa comunità otterrà un incentivo esplicito di 77c€ (7x0,11 €) in considerazione dei 7kWh di energia "condivisa" all'interno della comunità stessa.

In tabella 1 si riporta un quadro sintetico con i benefici derivanti dalla costituzione in CER.

Il caso A e il caso B fanno riferimento a due intervalli di tempo diversi nel corso della giornata; i dati sono riferibili a un giorno tipico del mese di settembre e alla città di Bari. Si considera una CER formata da un *prosumer* e da 9 *consumers*, dove tutti i 10 utenti sono assimilabili a famiglie medie italiane che consumano 2700 kWh all'anno e da un impianto fotovoltaico di 20kW_p, integrato sull'edificio e orientato in maniera ottimale.

L'autoconsumo è considerato pari a quello effettivamente misurato su un utente reale nelle stesse condizioni. Dall'analisi dei valori economici riportati nelle due righe denominate ["CER Remunerazione Tot."] e ["AUC Remunerazione Tot."], è evidente come la convenienza (il beneficio economico complessivo per tutta la comunità) vari a seconda della fascia oraria di osservazione e a seconda del periodo dell'anno.

In base a quest'ultima considerazione, nella terza colonna si considera il periodo di un anno, in una situazione di autoconsumo istantaneo effettivo pari al 60% della produzione fotovoltaica della comunità.

La terza colonna della tabella relativa alla proiezione annuale dell'energia prodotta dall'impianto, dell'energia consumata dalla comunità e dal *prosumer* stesso, con le relative remunerazioni, evidenzia che:

- il beneficio complessivo annuo, per tutta la comunità, è pari a 2.765 € [CER Remunerazione Tot];
- il beneficio complessivo di comunità è abbondantemente superiore al beneficio che riceverebbe il *prosumer* se procedesse in autonomia, senza configurarsi in comunità con altri utenti consumatori;

Tabella 1 -
Remunerazione economica CER

	Caso A	Caso B	Caso Annuale
	-n.1 prosumer (10kWp) con profili di produzione e consumo rilevati su caso reale; -n. 5 utenze con profilo di consumo identico a quello del <i>prosumer</i> reale; -luogo: Bari; orario 11:00 – 12:00 -periodo: settembre	-n.1 prosumer (10kWp) con profili di produzione e consumo rilevati su caso reale; -n. 5 utenze con profilo di consumo identico a quello del <i>prosumer</i> reale; -luogo: Bari; orario 17:00 – 18:00 -periodo: settembre	-n.1 prosumer (10kWp) con profili di produzione e consumo rilevati su caso reale; -n. 5 utenze consumer , domestico, consumo standard (2700 kWh/anno); -luogo: Bari; -periodo: 12 mesi , considerando le performance di autoconsumo = 60% della produzione globale
Taglia impianto FV (kWp)	20,00	20,00	20,00
Numero di utenti oltre al <i>prosumer</i>	9,00	9,00	9,00
Energia Prodotta (kWp)	11,25	2,08	27417
Energia Consumata dal <i>prosumer</i> (kWh)	0,32	0,45	2700
Energia Consumata dalla comunità, incluso <i>prosumer</i> (kWh)	3,20	4,50	27000
EAC autoconsumo condiviso per un intervallo di 1h	3,20	2,08	16450
CER REMUNERAZIONE TOT (€)	0,787	0,246	2765
AUC REMUNERAZIONE TOT (€)	0,759	0,229	2625
Risparmio da autoconsumo istantaneo effettivo per il <i>prosumer</i> con e senza comunità (€)	0,06	0,09	324
Scambio sul posto (€) del <i>prosumer</i> senza comunità			130
Guadagno del <i>prosumer</i> senza comunità col solo ritiro dedicato (€)	0,55	0,08	725
ToT beneficio <i>prosumer</i> senza comunità	0,62	0,17	1179
CER tot beneficio <i>prosumer</i> + comunità (€)	0,85	0,34	3089
AUC tot beneficio <i>prosumer</i> + comunità (€)	0,823	0,319	2949

³ Tecnologia già alla base delle criptovalute, che sfruttando l'architettura peer-to-peer (trad. da pari a pari) in cui tutti gli oggetti connessi svolgono la funzione sia di clienti sia di server, possa validare le transazioni tra due parti (nel caso in oggetto, tra il *prosumer* e il consumatore) in modo sicuro, verificabile e permanente.

- ai prezzi di mercato di un sistema fotovoltaico, l'investimento avrebbe un *break even point* (BEP) e una marginalità, in primissima approssimazione, sufficienti a giustificare la convenienza economica dell'intera operazione.

Per la piattaforma gestionale alla quale si richiede di contabilizzare i ricavi derivanti dai flussi di energia si ricorre a una metodologia che prevede la ripartizione della remunerazione complessiva dell'energia condivisa tra i membri della comunità/autoconsumatori collettivi. Nel solo caso della configurazione di autoconsumo collettivo, essa determina la compensazione, a favore di ciascun condòmino, di quota parte della spesa addebitata in bolletta a copertura dei costi variabili per il trasporto dell'energia elettrica e per la gestione del contatore di energia elettrica fatturata e consumata "in condivisione".

Tuttavia, le regole di ripartizione sono frutto di accordi contrattuali di natura privatistica tra i membri della comunità o tra i condòmini/auto-consumatori collettivi e si basano su criteri:

- che mirino a premiare i comportamenti virtuosi in termini di risparmio energetico
- di tipo "energetico" che valutino, attraverso sistemi di *smart metering* (figura 1), la misura dell'esatta frazione dell'energia elettrica "condivisa virtualmente" e istantaneamente da ciascun membro della comunità/condòmino con il soggetto produttore, titolare dell'impianto rinnovabile.

In questo modo, misurando e contabilizzando i flussi di energia "condivisa", si può determinare la quota dell'incentivo *mensilmente* spettante al singolo utente, che, è bene ricordarlo, viene erogato dal GSE al referente della comunità e non ai singoli membri/condòmini.

In figura 2, in corrispondenza di ciascun membro della comunità della figura 1, sono rappresentati i prodotti progettati da Tera Srl adatti allo scopo.

Tera srl esegue monitoraggio e gestione delle nuove architetture energetiche con dispositivi IoT (Internet of Things) multiprotocollo, intelligenti e altamente flessibili, che coniugano, come prevede la *Digital Energy*, tecnologia digitale e gestione dell'energia.

Nella stessa figura, sono identificabili dispositivi di SM certificati e omologati per la lettura dei contatori elettrici (anche "chain2") quali strumenti *necessari* all'interno delle comunità energetiche per la contabilizzazione delle remunerazioni sulla base dei flussi di energia, utente per utente. Inoltre, sotto il nome di *Battery energy management device* si individua quel dispositivo Tera Srl che rende possibile il monitoraggio e la gestione dei flussi energetici bidirezionali di carica e scarica degli accumulatori (BESS), di altre apparecchiature e di utenze elettriche, impiegabile anche in retrofit. Grazie a dispositivi come questo, per un produttore di energia da fotovoltaico, è possibile gestire l'accumulo di energia elettrica prodotta in eccesso e

non *autoconsumata* istantaneamente all'interno della comunità, perché questa possa essere, in un tempo successivo, ceduta agli utenti che ne necessitano (ad esempio nelle ore notturne) e valorizzata come fosse "condivisa". Ciò produce una remunerazione economica data dall'incentivo statale certamente superiore a quella derivante dalla cessione alla rete.

Le tecnologie digitali cui si è appena fatto cenno sono inquadrabili tra quelle del *Demand Response* e sono quelle che rendono pienamente *smart* le configurazioni di comunità energetica/autoconsumo collettivo.

Il ricorso al dispositivo di modulazione di flussi di energia per sistemi BESS (compatibile in retrofit con inverter multimarca) e/o unità di consumo (carichi elettrici) è utile per Comunità Energetiche/Autoconsumo Collettivo condominiale e *necessario* per UVAM distribuite.



Figura 1 - Configurazione esemplificativa di Comunità Energetica

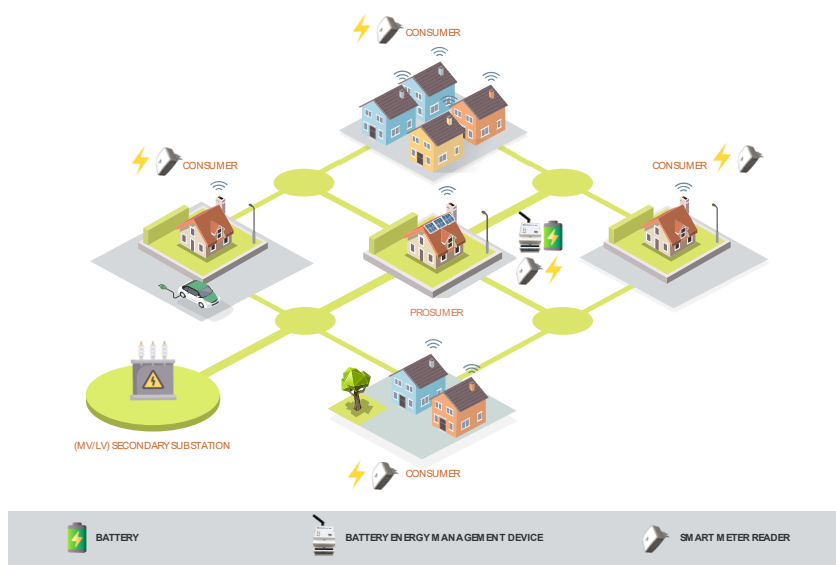


Figura 2 - Comunità Energetica realizzata con le tecnologie abilitanti di Tera Srl

CONCLUSIONI

Nella prospettiva del *Green Deal* europeo, il nuovo quadro normativo regola le opportunità che la *Digital Energy* offre agli attori del sistema elettrico. L'impostazione generale vede al centro il cliente finale e definisce un sistema di incentivazione *virtuoso* che trova la perfetta sintesi tra fare business e ottenere benefici economici, ambientali e sociali per tutti gli stakeholders.

L'innovazione tecnologica introdotta con i sistemi di *Demand Response* e *Smart Metering*, sta conducendo a una nuova valorizzazione delle risorse energetiche rinnovabili e dei sistemi di accumulo BESS, e contribuisce all'implementazione di soluzioni di efficienza energetica a beneficio del bilancio energetico di *comunità*, con la conseguente riduzione dei

consumi e dell'impatto ambientale, nonché con l'accorciamento delle distanze dal target della *carbon neutrality*, (obiettivo "zero emissioni").

La rivoluzione tecnologica della *Digital Energy* consente anche agli *active prosumer* aggregati all'interno delle UVAM rinnovabili, di poter fornire servizi di flessibilità –da sempre appannaggio delle grandi centrali elettriche a combustibili fossili– necessari per assicurare istante per istante, la continuità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica, proprio grazie alla progressiva apertura del mercato alle piccole unità di produzione rinnovabili dei servizi di dispacciamento disposta dalla regolazione vigente.

QUADRO NORMATIVO DI AMBITO INTERNAZIONALE

[1] Protocollo di Kyoto (1997)

Si rende necessario perché la temperatura superficiale della Terra ha superato uno dei livelli preindustriali (1720-1800 d.C.) di 1,1°C.

[2] Piano o Pacchetto Clima– Energia 20-20-20, dal 2009 al 2030 (2007).

Nuovo approccio integrato a politiche energetiche e lotta ai cambiamenti climatici. Obiettivo di:

- taglio del 20% emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990
- copertura del 20% del fabbisogno con il ricorso a fonti rinnovabili,
- miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

Per l'Italia (Direttiva 2009/28/CE) è prevista

- riduzione emissioni gas serra per settori non ETS del 13% entro il 2020 rispetto ai valori del 2005,
- 17% di rinnovabili nei consumi finali lordi
- 10% nei consumi finali lordi di energia nei trasporti.

[3] Strategic Energy Technology (SET) plan (2008)

Quadro 2020 dell'UE per accelerare sviluppo e diffusione di tecnologie a basse emissioni di carbonio a basso costo per intende raggiungere i suoi obiettivi 20-20-20.

Per il 2050 previsto di

- limitare i cambiamenti climatici a un innalzamento della temperatura globale sotto i 2°,
- ridurre le emissioni di gas serra 'UE dell'80-95%;
- ridurre i costi dell'energia a basse emissioni di carbonio e di mettere l'industria energetica dell'UE in prima linea nel settore delle tecnologie energetiche a basse emissioni di carbonio in rapida crescita.

[4] Agenda 2030 (2015) - (UN A/RES/70/1 del 25.9.2019)

Le Nazioni Unite fissano gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG Sustainable Development Goals)

[5] Accordo di Parigi (2015).

195 paesi concordano piano d'azione universale per il contrasto al cambiamento climatico limitando il riscaldamento globale sotto 2 gradi Celsius. Per farlo concordano azioni su:

- trasformazione economica sulla base delle energie rinnovabili
- agricoltura sostenibile,
- decarbonizzazione dei trasporti,
- ridefinizione del mercato dell'energia elettrica.

Entro il 2030 la UE si impegna a ridurre le proprie emissioni almeno il 40% rispetto al dato 1990.

[6] Clean Energy Package (2016)

Costituito da otto testi normativi:

- direttiva 2019/944/UE (05.06.2019) - Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

- regolamento 2019/943/UE (05.06.2019) - Mercato interno dell'energia elettrica;
- regolamento 2019/942/UE (05.06.2019) - Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER);
- regolamento 2019/941/UE (05.06.2019) - Preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica;
- direttiva 2018/2001/UE (11.12.2018) - Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- direttiva 2018/2002/UE (11.12.2018) - Modifica direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
- direttiva 2018/844/UE del (30.05.2018) Modifica direttive 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
- regolamento 2018/1999/UE (11.12.2018) Governance dell'Unione dell'energia e Governance dell'azione per il clima.

In questo quadro assumono particolare rilievo i seguenti regolamenti:

[7] Regolamento CACM (2015).

Integrazione dei mercati dell'energia; mercato infragiornaliero con negoziazione continua con *gate closure* nell'ora precedente a quella di consegna;

[8] Regolamento Balancing (2017).

Creazione di piattaforme di bilanciamento tramite la definizione di prodotti standard; armonizzazione e condivisione dei servizi ancillari;

[9] Regolamento 2019/943 sul Mercato interno dell'energia elettrica, Green New Deal (2019)

Il Green New Deal è un piano di cambiamento sistemico del sistema economico globale che allontana dalla dipendenza dai combustibili fossili per proteggere l'ecosistema. Evoca il New Deal del 1933 messo in piedi da Roosevelt che risollevò gli USA dalla grande depressione del 1929. La nuova strategia di crescita mira a trasformare l'UE in una società a impatto climatico zero, con un'economia moderna, efficiente e competitiva.

Strategia e legislazione europea (UE) per le Smart Grid.

- [10] Electricity Directive 2009/72/EC, Gas Directive 2009/73/EC
- [11] Energy Efficiency Directive 2012/27/EC
- [12] Energy Infrastructure Regulation (EU) 347/2013
- [13] Electro-mobility Alternative Fuels Directive AFID; COM(2013)18
- [14] Recommendation 2012/148/EU on smart metering
- [15] Recommendation 2012/724/EU Data Privacy Impact Assessment
- [16] COM(2011)202 on Smart Grids
- [17] COM(2012)663 on the Internal Energy Market
- [18] COM(2013)7243 on IEM and public intervention
- [19] SWD(2131)442 on Demand Side Flexibility
- [20] COM(2014)356 Smart Metering & accompanying SWDs
- [21] COM(2015)339 on delivering a 'new deal' for energy consumers

QUADRO NORMATIVO DI AMBITO NAZIONALE

- [1] Delibera ARERA 393/2015/R/eel (30.07.2015),
"Riforma Organica della regolazione del servizio di dispacciamento"
- [2] DCO ARERA 298/2016/R/eel (09.06.2016)
Prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento: apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita
Il combinato dei [22] e [23] dispone:
- la revisione di aspetti relativi alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità abilitate e non abilitate all'erogazione dei servizi ancillari;
 - l'evoluzione della regolazione del dispacciamento elettrico.
- [3] Delibera ARERA 300/2017/R/eel (05.05. 2017)
Avvio delle UVAM con successive evoluzioni dettate dal DCO ARERA 322/2019/R/eel (23.07.2019) relativo agli orientamenti complessivi inerenti il Nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE).
- [4] Strategia Energetica Nazionale (SEN) (11. 2017)
Piano decennale del Governo Italiano per gestire
- il cambiamento del sistema energetico,
 - la transizione energetica e
 - la decarbonizzazione.
- Con ha un budget complessivo di 175 miliardi di euro (efficienza energetica, FER, reti ed infrastrutture), la SEN ha i seguenti macro-obiettivi:
- promuovere il processo di innovazione,
 - allineare i prezzi del gas in Italia a quelli europei,
 - ridurre la spesa elettrica di imprese e famiglie per almeno il 25%,
 - azzerare l'utilizzo del carbone nella generazione elettrica nel 2025,
 - usare le fonti rinnovabili entro il 2030 per almeno il 28% dei consumi complessivi e per almeno il 55% nei consumi elettrici,
 - aumentare il risparmio e l'efficienza energetica nel residenziale e nei trasporti,
- indicare le azioni per potenziare le reti, diversificare le fonti, rafforzare l'indipendenza energetica, finanziare la ricerca con 441 M€ di euro entro il 2021.
- [5] Delibera ARERA 422/2018/R/eel (02.08.2018)
Approvazione del regolamento relativo al progetto pilota per la partecipazione di UVAM al MSD e adeguamento della deliberazione dell'autorità 300/2017/R/eel
- [6] Decreto-legge 162/19 "Milleproroghe" (12.2019)
Proroga di termini relativi all'organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché all'innovazione tecnologica.
- [7] LEGGE 27 dicembre 2019, n. 160
Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022. Investimenti per il Green New Deal.
- [8] Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima – PNIEC (01.2020)
Strumento della politica energetica ed ambientale per la decarbonizzazione in attuazione delle direttive del Green New Deal. Da attuarsi mediante decreti legislativi nel corso nel 2020 in materia di efficienza energetica, di fonti rinnovabili e di mercati dell'elettricità e del gas. Il Piano sarà aggiornato nel 2023.
- [9] Legge n. 8 del 28 febbraio 2020
Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Milleproroghe.
- [10] Delibera ARERA 318/2020/R/eel (04.08.2020)
Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile", che segue il DCO ARERA 112/2020/R/eel del 1° aprile 2020.
- [11] Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico (15.09.2020)
Stabilisce la tariffa incentivante "esplicita" per Comunità Energetiche e Autoconsumatori da fonti rinnovabili che agiscono collettivamente.

GLOSSARIO

Prosumer: Soggetto al contempo produttore e consumatore finale di energia elettrica.

BESS: *Battery Energy Management System*, (o *storage*). Sistema di accumulo elettrochimico di energia elettrica;

Active Prosumer. Il *prosumer* che dispone di un BESS;

UP, Unità di Produzione. uno o più gruppi di generazione aggregati secondo i criteri riportati nel Codice di Rete>Regole per il Dispacciamento. Si dividono in:

- *Rilevanti (UPR)* con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati uguale o superiore ai 10 MVA.
- *non Rilevanti (UPNR)*: le UP diverse dalle UPR, con valori di erogazione inferiori al valore minimo di soglia stabilito per le UPR;
- *Unità Virtuali Abilitate: si declinano come:*
 - o di produzione (UVAP), in presenza di UPNR (programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo;
 - o di consumo (UVAC), in presenza di sole unità di consumo;
 - o miste (UVAM), in presenza sia di unità di consumo che di UPNR (programmabili o non programmabili) e/o UPR non obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione con unità di consumo. I sistemi di accumulo sono equiparati alle unità di produzione;
 - o nodali (UVAN), ovvero unità di produzione rilevanti e/o non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), ed eventualmente anche di unità di consumo, qualora sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale;

Dispacciamento: la gestione dei flussi di energia che transitano sulla rete di trasmissione nazionale, svolta da Terna presso il Centro Nazionale di controllo, al fine di realizzare istante per istante, l'equilibrio tra la domanda di energia (la quantità di energia richiesta dall'insieme dei consumatori, come famiglie e aziende) e la produzione ("l'offerta di energia"), a garanzia della stabilità della rete. Tale attività richiede il monitoraggio dei flussi di energia e l'applicazione delle disposizioni necessarie per l'esercizio coordinato degli elementi del sistema, come gli impianti di produzione, la rete di trasmissione e i servizi ausiliari.

MSD. *Mercato dei Servizi di Dispacciamento* della domanda e delle unità di produzione (ivi inclusi i sistemi di accumulo che sono equiparati alle unità di produzione come previsto dalla deliberazione 574/2014/R/eel).

Aggregator: soggetto aggregatore (Balance Service Provider, BSP) gestore delle UVA e responsabile ai fini della partecipazione al MSD, che coordina i flussi energetici degli *active prosumer*.

Smart Metering: Sistema di misura intelligente (SM) che consente la telelettura e telegestione dei contatori di elettricità, gas e acqua;

Demand-Side management (DSM): Gestione della domanda di energia in termini di orari e quantità richieste attraverso un'azione volta a ridurre o limitare il consumo da parte delle utenze elettriche, finalizzandola ad ottimizzare la curva di carico e a garantire maggiore efficienza al sistema elettrico durante i picchi di domanda e/o in periodi di vincoli di offerta. Il DSM include programmi mirati e immediati (come la breve riduzione dei processi ad alta intensità energetica utilizzati dai clienti industriali) o programmi più ampi come la promozione dell'uso di apparecchiature ad alta efficienza energetica.

Demand Response (DR): Azioni di adeguamento della domanda di energia da parte del cliente finale, in risposta a condizioni imposte dal sistema elettrico, attraverso programmi basati su incentivi. Ad esempio, sono DR la riduzione temporanea della domanda di energia dei clienti finali per rispondere ai picchi di offerta o di domanda in funzione del prezzo (*peak shaving*, *load leveling*), la generazione operativa in loco o lo spostamento dei carichi in un altro arco temporale (*load shifting*).

Digital Energy: con questo termine si indica il ricorso a tecnologie digitali avanzate lungo la filiera dell'energia, dalla produzione alla vendita, incluso il controllo dei consumi e delle produzioni. Si tratta di architetture complesse che comprendono monitoraggio, controllo, trasmissione ed elaborazione dei dati (*Polimi, Energy&Strategy Group, "Digital Energy report" 2019*);

Comunità Energetica Rinnovabile: anche detta CER, o in inglese, Renewable Energy Community (REC), è il soggetto giuridico basato sulla partecipazione aperta e volontaria dei suoi membri (persone fisiche, PMI, e autorità locali che forma un'organizzazione collettiva da, il cui obiettivo principale è l'uso ottimizzato dell'energia all'interno della stessa comunità, mediante la condivisione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili e di sistemi di accumulo dell'energia elettrica. Per le imprese private e la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non deve costituire l'attività commerciale e/o industriale principale. Ciascun impianto di produzione deve avere una potenza di picco non superiore a 200 kW e deve essere connesso su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina secondaria (MT/BT) a cui la Comunità afferisce. La linea di bassa tensione a cui si allaccia l'impianto di produzione definisce l'area geografica della Comunità. Il referente di una comunità di energia rinnovabile è il suo rappresentante legale.

Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile anche detto AUC, è costituito da autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile, in inglese, *Renewable Self-Consumers*, è un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e che si trovano nello stesso condominio o edificio in cui sia presente uno o più impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili. L'impianto o gli impianti possono essere di proprietà di soggetti terzi (ESCO). Il referente di una comunità per autoconsumo collettivo è il legale rappresentante dell'edificio o condominio ovvero un produttore di energia elettrica che gestisce uno o più impianti di produzione la cui energia elettrica prodotta è considerata ai fini della incentivazione dell'energia elettrica condivisa.