



AGGREGATORI LUCI E OMBRE DI UN ANNO DI SPERIMENTAZIONE

SI VA VERSO LA FINE DEL PERIODO DI TEST DA PARTE DI TERNA SULLE UNITÀ VIRTUALI DI ABILITAZIONE MISTE (UVAM), ANCHE SE È PREVISTA UN'ULTERIORE FASE SPERIMENTALE DI DUE ANNI. DAI PRIMI RISULTATI EMERGE COME SIA NECESSARIO COINVOLGERE MAGGIORMENTE FOTOVOLTAICO E STORAGE NELLA FORNITURA DEI SERVIZI ALLA RETE E AUMENTARE LE QUOTE FISSE PREVISTE DA OGNI ASTA. INTANTO NUOVI ACCORDI E PROGETTI STANNO MOBILITANDO IL MERCATO

DI MICHELE LOPRIORE

È passato circa un anno da quando Terna aveva avviato in Italia il primo bando per l'assegnazione di 1.000 MW di unità virtuali di abilitazione miste (Uvam) per la partecipazione degli impianti da fonti rinnovabile ai servizi di dispacciamento. Si tratta del primo passo concreto che ha permesso sia alle unità di produzione non rilevanti, inclusi i sistemi di accumulo, sia di unità di consumo, di partecipare alla fornitura di servizi alla rete. Questa modalità sta offrendo sbocchi e opportunità di business interessanti agli aggregatori, ossia a operatori di mercato, tra cui società di trading o utility, che aggregando tante piccole centrali elettriche composte da impianti da rinnovabili, tra cui anche installazioni fotovoltaiche abbinate a sistemi di storage (Terna chiede una potenza minima di 1 MW), possono valorizzare sul

mercato elettrico l'energia prodotta e l'energia consumata da più clienti. Va ricordato che servizi alla rete significa che gli impianti oggetto di aggregazione potranno partecipare al mercato del dispacciamento, ossia il mercato che definisce le immissioni e i prelievi effettivi in tempo reale delle unità aggregate. In cambio, al proprietario dell'impianto viene riconosciuto una sorta di bonus, un mini incentivo, per i servizi offerti.

E iniziano a farsi spazio i primi esempi di comunità energetiche, modello grazie al quale i proprietari di impianti possono scambiarsi energia pulita per ottimizzare l'autoconsumo, come dimostrano alcuni esempi virtuosi in Italia. Stanno quindi nascendo nuove opportunità di business per i player attivi nel fotovoltaico e nello storage, così come stanno cambiando le argomentazioni che gli installatori

dovranno portare ai clienti finali. Ma andiamo con ordine. Prima di entrare nel dettaglio dei progetti e delle case studies di successo relative alle prime comunità energetiche in Italia, vediamo i risultati dei bandi Uvam di Terna sugli aggregatori a circa un anno di distanza e, soprattutto, quali sono le opportunità e le criticità per il solare e lo storage.

VERSO IL RINNOVO

Da gennaio a ottobre Terna ha acquisito, attraverso aste dedicate, circa 1.000 MW di "flessibilità", attraverso i progetti pilota Uvam, a cui hanno potuto accedere 26 operatori, non solo trader e utility ma anche soggetti che svolgono sul mercato il ruolo di Balance Service Provider (BSP). Ricordiamo che gli operatori assegnatari di capacità si sono impegnati a presentare, nel periodo di validità cui si riferi-

HANNO DETTO



Fabio Zanellini, consigliere di Anie Rinnovabili

«Il progetto pilota Uvam sta rispettando gli obiettivi attesi e andrà avanti anche nel 2020 e nel 2021, prima che nel 2022 entri in vigore il Testo Integrato sul Dispacciamento Elettrico»



Stefano Cavriani, fondatore e direttore commerciale del Gruppo EGO

«Ci auguriamo che l'iniziativa di Terna sulle Uvam venga riproposta il prossimo anno, ma con un aumento del contingente di potenza ammessa e un aumento della quota fissa»



Davide Tinazzi, titolare di Energy Srl

«Finché ci saranno oneri sulla condivisione dell'energia risulta difficile pensare a una maggiore penetrazione delle comunità energetiche su tutto il territorio e, allo stesso tempo, convincere i clienti finali ad aderire»



Emilio Sani, titolare dello studio legale Sani Zangrando

«Per l'effettiva condivisione di energia fra membri della comunità bisognerà attendere la regolamentazione che normerà l'autoconsumo collettivo e conoscere allo stesso tempo i criteri politici con i quali saranno allocati gli oneri di sistema»



Luigi Erminio Colnago, sales manager di Siemens Smart Infrastructure

«Il nuovo mercato energetico dovrà evolvere per premiare i soggetti che non solo producono e vendono energia ma che contribuiscono a rendere la rete più stabile e sicura tramite servizi»



Nicola Fergnani, responsabile Virtual Power Plant di Sonnen

«Oltre ai servizi di riserva terziaria ormai in fase di test avanzato, forniremo nel prossimo futuro anche servizi di regolazione secondaria e primaria, come già sperimentiamo in Germania, per ottimizzare ancora di più la stabilità della rete anche in casi di emergenza»



Manuel Gosmin, energy trader di Renewable Dispatching

«Grazie alla piattaforma di monitoraggio da noi realizzata, nel 2018 siamo riusciti a intervenire e migliorare gli errori di forecast della produzione da fotovoltaico, il tutto in real time, con l'obiettivo di valorizzare ancora di più l'energia prodotta e ottimizzare la prevedibilità dell'impianto»



Davide Caprino, head of business Development - Energy Efficiency and Demand Response di Energy Team

«Nel nostro ufficio di controllo gestiamo tutto quello che dovrebbe fare il soggetto aggregatore, lasciando a quest'ultimi solo l'onere commerciale del contatto con il cliente finale e la richiesta a Terna di partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento»

scono le aste (da inizio anno ce ne sono state 14), offerte per un quantitativo di energia almeno pari alla potenza assegnata, per quattro ore consecutive nella fascia oraria tra le 14:00 e le 20:00, dal lunedì al venerdì. In base alle esigenze di bilanciamento della rete, Terna ha potuto selezionare le offerte a salire con un preavviso minimo di 15 minuti dal momento in cui deve essere resa disponibile la modulazione richiesta. Ancora non si sa, ufficialmente, cosa succederà alla fine del periodo del progetto pilota. Ufficiosamente, si auspica un rinnovo dell'iniziativa. «Il progetto pilota Uvam sta rispettando gli obiettivi attesi e andrà avanti anche nel 2020 e nel 2021, prima che nel 2022 entri in vigore il Testo Integrato sul Dispacciamento Elettrico», spiega Fabio Zanellini, consigliere di Anie Rinnovabili. «Quando

si uscirà dalla fase sperimentale, c'è il rischio che la remunerazione in euro/MW venga tolta e rimanga solo quella in euro/MWh, perché gli orientamenti europei non sono del tutto favorevoli a forme di remunerazione di capacità. Questa è una criticità che noi intravediamo. La remunerazione in capacità è un fattore che è servito e servirà a invogliare l'utente a rendere disponibile la propria flessibilità al sistema, soprattutto nel caso di riduzione dell'energia prelevata dalla rete dall'unità di consumo». «In Italia aggreghiamo un totale di circa 100 MW, attraverso unità virtuali di impianti nel nord e nel centro-nord Italia», spiega Stefano Cavriani, fondatore e direttore commerciale del Gruppo EGO. «Ci auguriamo che l'iniziativa venga riproposta il prossimo anno, ma con un aumento del contingen-

distribuzione specializzata
di componenti e sistemi per le energie
rinnovabili e il risparmio energetico



GOODWE
YOUR SOLAR ENGINE

Inverter **IBRIDO**
MONOFASE

Inverter **IBRIDO**
TRIFASE

Serie ES
GW3648D-ES
GW5048D-ES



Serie EM
GW3048-EM
GW3648-EM
GW5048-EM



Serie ET
GW5K-ET
GW8K-ET
GW10K-ET



Compatibili con batterie
al litio:



PYLONTECH

info@esaving.eu
www.esaving.eu
+39 0461 160050



te di potenza ammessa, e quindi volumi superiori ai 1.000 MW, e un aumento della quota fissa, che nelle aste di quest'anno oscillava tra i 29.000 e i 30.000 euro». E c'è di più: la necessità è quella di coinvolgere maggiormente il fotovoltaico e lo storage, tra i grandi esclusi di questa importante iniziativa. Vediamo perché solare e accumulo, fortemente attesi in questi progetti, non sono riusciti a ritagliarsi un ruolo più consistente

GLI INCENTIVI "FRENANO"

Uno dei più grossi ostacoli alla partecipazione del fotovoltaico ai servizi di rete, è legato agli incentivi percepiti. In base alle esigenze della rete, gli impianti fotovoltaici possono offrire servizi a scendere, ossia il gestore di rete può chiedere all'impianto fotovoltaico di ridurre o addirittura azzerare l'immissione di energia in rete. È difficile però convincere il proprietario dell'impianto fotovoltaico a fermare, per un determinato periodo di tempo, la produzione. Ciò significherebbe infatti perdere in tutto o in parte l'incentivo. Al momento Terna non prevede alcuna forma di remunerazione in capacità per i servizi a scendere, e questo è un freno di non poco conto, considerando anche il

floor a 0 euro/MWh oggi in essere sia sui mercati dell'energia sia su quello del dispacciamento. Inoltre per gli operatori e i trader è quasi obbligatorio concentrarsi sugli impianti di taglia medio grande. Come già spiegato Terna chiede infatti aggregati con potenza modulabile di almeno 1 MW: in ambito residenziale, ciò significa raggruppare un numero molto elevato di piccole installazioni, a meno che nell'aggregato ci siano appunto anche utenze di grande taglia. In ambito commerciale, industriale e utility scale è facile intuire come questo valore si possa raggiungere e superare anche con pochi impianti. Anche in questa direzione, qualcosa si sta muovendo. «Chiederemo ad Arera di confermare quanto proposto nel documento di consultazione sul Tide, ossia di riconoscere comunque l'incentivo percepito dall'impianto, nel caso in cui lo stesso sia chiamato in MSD a ridurre o annullare la propria produzione», aggiunge Fabio Zanellini di Anie Rinnovabili.

SERVE PIÙ STORAGE

C'è un'altra questione spinosa: per garantire l'energia nei tempi richiesti da Terna, risulta necessario programmare la produzione. E sappiamo che

il fotovoltaico, e le rinnovabili in generale, sono fonti non programmabili. In questa direzione è lo storage a giocare la partita più importante. Al 31 marzo 2019, si contavano in Italia 18.036 sistemi di accumulo installati, di cui 15.449 connessi entro fine 2018 e 2.587 unità nel primo trimestre dell'anno. Serve di più: per favorire la partecipazione del solare ai servizi di dispacciamento sarà necessario un salto quantitativo non indifferente in termini di unità di storage installate. E inoltre servirà aggregare queste unità ai fini della fornitura di servizi alla rete.

Ci ha provato, ad esempio, Regione Lombardia, che a inizio anno aveva avviato, in collaborazione con Arera, RSE e Terna, un progetto pilota con l'obiettivo di sperimentare l'aggregazione di sistemi di accumulo allacciati a impianti fotovoltaici. Oltre 2.500 cittadini lombardi, l'equivalente del numero di possessori di sistemi di storage installati con i bandi di incentivazione, sono stati inviati da Regione Lombardia a partecipare alla sperimentazione che non avrà costi a carico degli utenti, né comporterà cambiamenti nelle abitudini di utilizzo dell'impianto.

Serviranno quindi altre iniziative analoghe per fa-

Bandi Uvam – Potenza assegnata da inizio anno e quota fissa – Area A

	gen-dic 2019	gen-19	feb-19	mar-19	apr-dic 19	apr-19	mag-19	giu-19	lug-dic19	lug-19	ago-19	set-19	ott-dic19	ott-19
Potenza totale assegnata (MW)	332,8	38,9	71,9	83,1	144,5	84,2	123,7	155	183,6	50,8	85,8	115,1	121,40	56,1
Premio medio ponderato (€/MW/anno)	29.979,70	29.992,10	29.997,30	29.999,50	29.985,50	29.999	29.992	29.982,70	29.701,40	29.774,20	29.569,80	29.421,10	28.475,80	28.169,40

Fonte: TERNA

Bandi Uvam – Potenza assegnata da inizio anno e quota fissa – Area B

	gen-dic 2019	gen-19	feb-19	mar-19	apr-dic 19	apr-19	mag-19	giu-19	lug-dic19	lug-19	ago-19	set-19	ott-dic19	ott-19
Potenza totale assegnata (MW)	17,1	5,9	10,4	17,5	20,3	27,7	22,7	29,5	100,3	5	18,8	18,8	24,00	9
Premio medio ponderato (€/MW/anno)	29.999	30.000	30.000	30.000	29.997,40	29.967	29.982	29.986,10	29.565,30	29.920	29.930,30	29.930,30	29.233,60	29.900,00

Fonte: TERNA

Bandi Uvam: soggetti assegnatari di capacità da gennaio a ottobre 2019

AREA A

	POTENZA ASSEGNATA (MW) DA GENNAIO A OTTOBRE 2019
ENEL X ITALIA SPA	528,1
EDELWEISS ENERGIA SPA	230,7
EGO TRADE SPA	168,3
BURGO ENERGIA SRL	134
EPQ SRL	90,8
HERA TRADING SRL	73
DOLOMITI ENERGIA TRADING	56,8
ENGIE ITALIA S.P.A.	49,1
FALCK RENEWABLES ENERGY S.R.L	46,9
DUFERCO ENERGIA S.P.A.	43
A2A SPA	40,2
DXT COMMODITIES SA	34,3
AXPO ITALIA SPA	34
ALEA ENERGIA SPA	20,8
4ENERGIA SRL	18
ACTILITY SA	18
C.U.R.A. CONSORZIO UTILITIES RAVENNA SCRL	17,5
CONSORZIO TOSCANA ENERGIA SPA	15
ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA	10
VIVIGAS SPA	7,4
ENIPOWER SPA	6
ENI GAS E LUCE	2
FREE ENERGIA S.P.A.	2
IREN ENERGIA SPA	1

AREA B

	POTENZA ASSEGNATA (MW) DA GENNAIO A OTTOBRE 2019
ENEL X ITALIA SPA	114,6
EPQ SRL	60,9
ACEA ENERGIA SPA	56
VEOS	40
DUFERCO ENERGIA S.P.A.	28,2
ALEA ENERGIA SPA	12,6
ALPIQ ENERGIA ITALIA SPA	4,5
ENGIE ITALIA S.P.A.	4,2
FALCK RENEWABLES ENERGY S.R.L	4

SIA PER L'AREA A SIA PER L'AREA B, I RISULTATI PER OGNI OPERATORE POSSONO FARE RIFERIMENTO ALLA SOMMA DELLA CAPACITÀ ASSEGNATA IN OCCASIONE DELL'ASTA ANNUALE, DELLE TRE ASTE 'INFRANNUALI' (PER I PERIODI APRILE-DICEMBRE, LUGLIO-DICEMBRE E OTTOBRE-DICEMBRE) E PER LE DODICI ASTE MENSILI

Fonte: TERNA



vorire ancora di più l'aggregazione di sistemi di accumulo. Nel frattempo, alcuni produttori di sistemi di accumulo si sono portati avanti con iniziative e nuovi servizi per favorire sempre di più la partecipazione di solare e storage ai servizi di rete.

A fine giugno, ad esempio, Sonnen ed EGO hanno annunciato l'accordo che consentirà l'erogazione di servizi di rete mediante le SonnenBatterie integrate nelle Uvam gestite da EGO. Grazie a questo importante traguardo, la SonnenCommunity, e quindi la comunità che raggruppa tanti proprietari di sistemi di accumulo Sonnen, potrà fronteggiare in modo tempestivo le necessità del sistema elettrico, aumentando la sicurezza di tutti gli utenti e rendendo possibile una più ampia penetrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico. Mediante evoluti algoritmi di ottimizzazione, ciascuna batteria sarà gestita all'unisono con l'intera Community, in un'unica Virtual Power Plant costituita da migliaia di piccole unità virtuose, i cosiddetti prosumer. La Virtual Power Plant potrà venire attivamente in soccorso al sistema elettrico, compensando le oscillazioni di produzione dei grandi impianti fotovoltaici ed eolici. Per questo importante servizio ogni utente possessore di una SonnenBatterie che ha aderito all'offerta SonnenFlat riceve già oggi un bonus sotto forma di energia, che può essere prelevato gratuitamente dalla rete ogni anno senza limiti temporali, mediante un'offerta che si pone come un consistente valore aggiunto per tutti gli utenti Sonnen.

Nicola Fergnani, responsabile Virtual Power Plant di Sonnen, spiega: «Al momento siamo tra i pochi a offrire un vantaggio economico importante ai prosumer che, attraverso l'impianto fotovoltaico e i nostri sistemi di accumulo, possono offrire servizi di rete. A chi infatti aderisce alla SonnenCommunity offriamo un bonus energia annua di 1.500 kWh. E faremo di più anche per la rete. Oltre ai servizi

di riserva terziaria ormai in fase di test avanzato, forniremo nel prossimo futuro anche servizi di regolazione secondaria e primaria, come già sperimentiamo in Germania, per ottimizzare ancora di più la stabilità della rete anche in casi di emergenza. Tanto però dipenderà da quanto Arera e Terna semplificheranno le barriere burocratiche».

COSÌ CAMBIA IL MONITORAGGIO

Per ottimizzare al meglio l'energia prodotta da ogni singolo impianto aggregato e offrire così il miglior supporto alla rete, dovrà cambiare necessariamente il modo attraverso cui i flussi energetici vengono gestiti e monitorati. Ed è per questo che i sistemi di monitoraggio e di energy management hanno registrato una profonda trasformazione che ha portato al lancio sul mercato di piattaforme informatiche con funzioni e algoritmi sempre più complessi per

rispondere alle sfide di integrazione con la rete. Alcuni esempi. Siemens ha sviluppato in Italia la piattaforma EnergyIP Deop, sistema di energy management in grado di abilitare l'utente al mondo della digital energy. Nato come strumento di monitoraggio energetico, Deop si è arricchito nel tempo di applicazioni e funzionalità come ad esempio la capacità di gestire le microreti, definire e controllare molteplici key performance indicator energetici, gestire gli aggregati ed effettuare previsioni adattive degli impianti di produzione e di consumo. L'aspetto fondamentale è che il sistema memorizza e storicizza le informazioni rendendole immediatamente disponibili e visualizzabili in tempo reale. «La rete elettrica è un sistema dinamico estremamente complesso e non sarà più possibile trascurarne i limiti», spiega Luigi Erminio Colnago, sales manager di Siemens Smart Infrastructure, «quindi

Le comunità energetiche secondo la normativa vigente

DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO
del 11 dicembre 2018
sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Art. 2 Comma 16 «COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE»:
soggetto giuridico:

- che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
- i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
- il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari;

DIRETTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO
del 5 giugno 2019

relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE

Art. «COMUNITÀ ENERGETICA DEI CITTADINI»:
un soggetto giuridico:

- è fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o soci che sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese;
- ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari; e
- può partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci;

FONTE: ITALIA SOLARE



SISTEMI DI ACCUMULO

Dalle utenze domestiche alle comunità energetiche. Affidati agli specialisti.

Richiedi informazioni o acquista presso i distributori specializzati di materiale fotovoltaico

 energy
SYNTHESIS OF EFFICIENCY

Rappresentiamo anche:



Compatibile con gateway di:



Tel. +39 049 2701296 | info@energysynt.com

www.retiintelligenti.com



| www.energysynt.com



Funziona in:
UVAM Lombardia
Reti Intelligenti Sardegna

BERCHIDDA 4.0: IMPATTO ECONOMICO DEL PROGETTO PILOTA SARDO

DI SEGUITO GLI INTERVENTI PREVISTI PER LA REALIZZAZIONE DELLA
COMUNITÀ ENERGETICA IN PROVINCIA DI SASSARI, E I BENEFICI
ECONOMICI PER COMUNE E CITTADINI

Quadro economico degli interventi

Azione prevista	Intervento	Costi previsti
A1. Produzione di energia da fonte rinnovabile (fotovoltaico) e sistemi di accumulo e di controllo distribuito gestiti secondo il paradigma smartgrid.	A1.11 Tetti fotovoltaici (100-200 tetti) e/o impianti concentrati (1500kWp)	1.600.000€
	A1.12 Sistemi di accumulo concentrato (4 sistemi di accumulo 50kWh)*	200.000€
	A1.13 Sistemi di accumulo distribuito (30 progetti pilota - 300kWh)	300.000€
	A1.14 Ammodernamento rete cittadina	500.000€
A2. Controllo della domanda con sistemi domestici intelligenti.	A2.11 Piattaforma di controllo utenti (demand response)	150.000 €
	A2.12 Sistemi di home automation avanzati e di apparecchiature intelligenti	150.000 €
	A2.13 Sistemi di home automation base*	200.000 €
	A2.14 Sensoristica di rete e sistemi di misura	300.000€
A3. Produzione di energia elettrica da fonte programmabile.	A3.11 Microturbine/celle a combustibile*	500.000 €
	A3.12 Impianti micro-idroelettrici*	200.000 €
Importo totale richiesta finanziamento progetto Berchidda Energy 4.0		4.100.000 €

Stime analisi impatto tecnico/economico

Costi energetici per il comune	Costo Attuale [€/anno]	Costo Atteso
Energia	632.000	177.000
Transmission&Metering	239.000	67.000
Oneri di sistema	471.000	376.000
Totale	1.342.000	620.000

-722,000 €/year costi ridotti per comune

-30% riduzione costo per i cittadini

AUTORI: FABRIZIO PILO ED EMILIO GHIANI

il nuovo mercato energetico dovrà evolvere per premiare i soggetti che non solo producono e vendono energia ma che contribuiscono a rendere la rete più stabile e sicura tramite servizi. Occorre passare da un sistema elettrico costituito da tanti solisti a un concerto in cui tutti i soggetti che partecipano fanno parte di una grande orchestra. Per farlo, sarà necessario disporre di piattaforme per la gestione energetica sempre più smart, capaci di controllare una moltitudine di dati e, per restare in metafora, di accordare tra loro gli strumenti».

Un altro esempio giunge da Esapro, e in particolare la controllata Renewable Dispatching, società di trading di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte rinnovabile e cogenerativa che utilizza sistemi innovativi e algoritmi all'avanguardia, sviluppati in house, finalizzati ad ottenere il miglior forecast di produzione e a minimizzare le perdite economiche derivanti dagli sbilanciamenti non volontari. «Grazie alla piattaforma di monitoraggio da noi realizzata», spiega Manuel Gosmin, energy trader di Renewable Dispatching, «nel 2018 siamo riusciti a intervenire e migliorare errori di forecast della produzione da fotovoltaico, grazie ad un controllo near real time degli impianti, con l'obiettivo di valorizzare ancora di più l'energia prodotta minimizzando gli sbilanciamenti involontari. In questo modo non solo abbiamo ampliato la nostra offerta di servizi per la gestione degli impianti, ma ci siamo preparati ad affrontare le nuove sfide della digital energy e a ritagliarci uno spazio in un mercato altamente interessante».

E ancora. L'azienda milanese Energy Team ha creato un servizio quasi unico nel suo genere. Il gruppo oggi gestisce otto Balance Service Provider (BSP), i soggetti che a loro volta creano le Uvam. L'azienda,

utilizzando il software di gestione dei dati Monet di Siemens, ottimizzato a sua volta con nuove funzioni, si occupa della gestione e trasmissione dei dati dagli aggregati a e della ricezione degli ordini di modulazione. «Nella nostra sala di controllo», spiega Davide Caprino, head of business development di Energy Team, «ci occupiamo di tutto quello che dovrebbe fare il soggetto aggregatore a livello tecnico, lasciando al BSP l'attività commerciale verso il cliente finale e la partecipazione ai mercati dei servizi di dispacciamento. Grazie ai nostri sistemi di campo siamo in grado di inviare segnali al cliente finale per ridurre o aumentare la potenza in rete. Ogni quattro secondi misuriamo inoltre il dato di consumo che viene poi inviato al software centrale e da qui a Terna».

Insomma, Energy Team si pone come un vero e proprio ponte di comunicazione tra Terna e gli aggregatori attraverso una piattaforma che ha un solo obiettivo: gestire la flessibilità elettrica dei clienti finali per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

SOSTITUZIONE DI MASSA

Accanto alla trasformazione delle funzioni dei sistemi di monitoraggio e di energy management, continua il processo di sostituzione dei contatori esistenti con dispositivi 2G. Per fare in modo che gli impianti fotovoltaici di piccola taglia partecipino ai servizi di rete è infatti indispensabile utilizzare i nuovi contatori, che grazie all'utilizzo di due canali di trasmissione forniscono, tra le numerose funzioni, anche letture quortorarie utili a verificare se il comando di dispacciamento è stato eseguito correttamente. Secondo alcune stime, già il 30% dei contatori sarebbe stato sostituito con i nuovi dispositivi.

E-Distribuzione, che sul proprio sito ha creato un portale da cui è possibile verificare l'avanzamento in Italia dei nuovi dispositivi installati, è partita un anno fa con l'obiettivo di sostituire 32 milioni di contatori. Quest'anno l'azienda dovrebbe chiudere con 12 milioni di contatori di nuova generazione installati, per completare l'opera entro e non oltre il 2024. Ma anche in questo caso è stato segnalato un limite: sono ancora tanti i contatori che forniscono misure per fasce e non misure orarie. Senza il contatore 2G che fornisce le misure orarie non sarà possibile trasferire a Terna i dati corretti di produzione e consumo. Bisognerà quindi accelerare la penetrazione dei nuovi contatori per fare in modo che un numero sempre maggiore di impianti possa partecipare alla fornitura di servizi di rete.

PAROLA D'ORDINE: CONDIVISIONE

Finora è emerso come la partecipazione del fotovoltaico e dei sistemi di accumulo alla fornitura di servizi di rete potrà aprire la strada allo sviluppo del modello degli aggregatori. Ma non solo: ci sono esempi che stanno dimostrando come la condivisione di energia, in quelle che il mercato definisce con il termine di "comunità energetiche", potrà offrire numerosi benefici non solo ai clienti finali, ma alla rete stessa. Sebbene oggi non ci sia una normativa che regoli la realizzazione di comunità energetiche, dal 2021 è previsto un importante cambio di rotta. Grazie alla direttiva 2001/2018 dell'Unione europea, a partire proprio dal 2021 non ci saranno più limiti allo sviluppo delle comunità energetiche, che avranno una propria autonomia giuridica. «Al momento l'unico documento ufficiale che inizia a configurare le modalità attraverso le quali fare in futuro autoconsumo collettivo è la memoria 94/2019 di Arera», spiega Emilio Sani, titolare dello studio legale Sani Zangrando. «Già oggi è possibile fare una comunità energetica, nel senso che più cittadini possono gestire collettivamente sistemi di stoccaggio o impianti fotovoltaici per la immissione in rete dell'energia. Questo oggi non è impedito da nessuna forma di normativa. Per l'effettiva condivisione di energia fra membri della comunità bisognerà però attendere la regolamentazione che normerà l'autoconsumo collettivo e conoscere allo stesso tempo i criteri politici con i quali saranno allocati gli oneri di sistema. Chi farà autoconsumo collettivo non dovrebbe, a mio parere, più pagare gli oneri connessi a quei servizi che per l'energia autoconsumata non vengono utilizzati, come il servizio di trasmissione e parzialmente quello di dispacciamento. Per gli oneri di sistema va valutato se è più conveniente garantire una esenzione parziale o in alternativa farli pagare anche sull'energia condivisa dai membri della comunità e garantire per un tempo determinato una forma di incentivo specifico a chi deciderà di entrare a far parte di una comunità energetica. In questo ultimo caso si invoglierebbe forse di più i cittadini ad aderire a questo tipo di iniziativa perché il ricavo sarebbe più facilmente identificabile nella quantità e nella durata». Oggi, come dimostrano alcuni casi, è già possibile realizzare comunità energetiche, purché lo scambio di energia avvenga sotto lo stesso POD. «Finché ci saranno oneri sulla condivisione dell'energia», spiega Davide Tinazzi, titolare di Energy Srl, «risulta difficile pensare a una maggiore penetrazione delle comunità energetiche su tutto il territorio e, allo stesso tempo, convincere i clienti finali ad aderire. Energy srl è attiva dove il quadro regolatorio apre spiragli: ha già realizzato due comunità elettriche di condominio in Svizzera e ha reso i propri sistemi di accumulo già aggregabili sul progetto Uvam Lombardia sia con Enel X che con Evolvere». Proprio Energy lo scorso anno ha realizzato una comunità energetica a Serrenti, in provincia di Cagliari, a partire dagli impianti fotovoltaici realizzati sui tetti degli edifici comunali. Sotto un unico POD sono state collegate la scuola elementare, la scuola media e il teatro, che dispongono di quasi 40 kWp di fotovoltaico installato. Per ottimizzare l'energia prodotta e condivisa, all'interno della "casa dell'energia", una struttura dedicata appositamente al progetto, sono stati installati due sistemi di accumulo trifase Solax con sistema di gestione

energetica Snocu di Regalgrid. Oggi le tre strutture riescono a raggiungere quote di autoconsumo fino al 90%. «L'obiettivo per i prossimi due anni», continua Tinazzi, «è rendere possibile la condivisione dell'energia dei restanti edifici pubblici con impianto fotovoltaico installato». In totale sono 10 le strutture della pubblica amministrazione di Serrenti dotate di impianto fotovoltaico, per una potenza totale di 155 kWp e una quota di autoconsumo che al momento oscilla attorno al 45%, valore nettamente inferiore rispetto invece a quanto le strutture prelevano dalla rete.

REGIONE VIRTUOSA

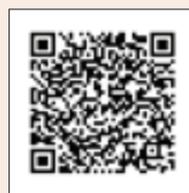
Grazie a una serie di iniziative, Regione Sardegna si sta dimostrando tra le aree più virtuose per quanto riguarda la creazione di comunità energetiche.

Il comune di Berchidda, in provincia di Sassari, è stato identificato dal Piano energetico ambientale sardo quale area prioritaria nella quale concentrare le azioni sperimentali di gestione intelligente dell'energia. In particolare, l'iniziativa Berchidda 4.0 punta a una produzione distribuita di energia da fotovoltaico e sistemi di accumulo, utilizzando anche i tetti degli edifici dei cittadini e delle aziende del comune, all'incentivazione della partecipazione attiva dei consumatori mediante la realizzazione di sistemi domestici intelligenti per la gestione della domanda, e all'impiego di vettori energetici e soluzioni tecnologiche alternative per la produzione di energia di tipo programmabile. In particolare, attualmente sono presenti a Berchidda 67 impianti fotovoltaici per una potenza superiore ai 608 kWp. Ma grazie a questo progetto, è prevista la realizzazione di oltre 200 impianti per una potenza superiore ai 1.500 kWp. Inoltre è prevista l'installazione di sistemi avanzati di home automation, di apparecchiature intelligenti (lavatrici, pia-

SPAZIO INTERATTIVO

Guarda il video

Inquadra il QR Code per guardare il video di E-Distribuzione che illustra i nuovi contatori 2G e spiega le funzioni del canale Chain 2"



ni di cottura, scalda acqua a pompa di calore, ecc.) e dei relativi attuatori e sistemi di controllo, oltre alla realizzazione di 30 progetti pilota che coinvolgeranno lo storage nelle case dei cittadini dotati di impianti fotovoltaici. Secondo le prime stime, i vantaggi economici sono importanti. Se attualmente la spesa energetica annua per il comune è pari a 1,3 milioni di euro, grazie a questi interventi si dimezzerebbe (620mila euro annui), mentre per i cittadini è previsto un calo del costo in bolletta del 30%.

IL CASO DI BOLOGNA

Iniziano dunque a muoversi i primi progetti che porteranno a una maggiore diffusione delle comunità energetiche. Più recentemente, anche qualche regione del nord Italia ha iniziato a muovere i primi passi. Sorgerà, ad esempio, a Bologna il progetto "Geco" (Green Energy Community). Si tratta di una vera e propria comunità energetica che consentirà ai cittadini e a circa 900 aziende appartenenti al quartiere Pilastro-Roveri di beneficiare di tariffe ridotte grazie a una combinazione di fonti rinnovabili, generazione distribuita, sistemi di storage e ottimizzazione dei consumi. Il progetto, finanziato con 2,5 milioni di euro dal fondo europeo EIT Climate-KIC, è stato promosso dall'Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile (Aess) in qualità di

coordinatore, da Enea e Università di Bologna con la partecipazione di Caab/Fico e Agenzia locale di sviluppo Pilastro-Distretto Nord Est. Enea, per contribuire al progetto, ha sviluppato un modello di business green basato su blockchain, finalizzato a rendere flessibile la domanda di energia dei partner della comunità energetica. I ricercatori Enea si occuperanno anche di definire una piattaforma ICT per raccogliere i dati col fine di migliorare la consapevolezza dei consumatori. «L'obiettivo è coinvolgere sia gli stakeholder che i comuni cittadini nella ricerca di soluzioni locali per quanto riguarda le sfide imposte dal cambiamento climatico», spiega Francesca Cappellaro, ricercatrice Enea. Sul versante tecnico il progetto sarà realizzato con la collaborazione dell'Università di Bologna che si occuperà di realizzare modelli per gestire in modo ottimale i flussi energetici e delle risorse distribuite. Insomma, che si tratti di aggregatori o di comunità energetiche, la strada per ottimizzare la gestione dell'energia degli impianti fotovoltaici e dei sistemi di accumulo per una maggiore stabilità della rete è ormai imboccata. Lo dimostrano i progetti pilota; lo dimostrano gli investimenti di tanti player attivi nel mercato del fotovoltaico; lo dimostrano gli accordi; lo dimostra il crescente interesse attorno a questi temi. La strada è imboccata: avanti così. 



Solar company!

Serie BISOL Duplex

I moduli fotovoltaici BISOL Duplex con celle half-cut offrono più potenza per raggiungere la massima resa energetica... anche in ombra o nei giorni grigi e nuvolosi.

Subito disponibile!

DUPLEX

Ottieni più potenza e sfrutta al massimo le dimensioni del tuo tetto!



Progettato e prodotto in UE



Classi di potenza superiori



Minori perdite



Tolleranze di Potenza solo positive



Disponibili tutte le certificazioni di rilievo



Preselezione dei moduli per una maggiore redditività



Effetto ombreggiamento limitato



Efficienza del modulo fino al 19,8%



Eccellente performance in condizioni di bassa luminosità



www.bisol.com/it