

L'autoconsumo da generazione fotovoltaica può rappresentare un aiuto per le PMI contro il rincaro delle forniture elettriche?

Focus sulla valutazione del matching dei profili generativi del PV comparati con i profili di consumo/domanda elettrica delle PMI e relative considerazioni

..... Michele Pellegrino, Ricercatore di ENEA - Portici

Il presente articolo trae spunto dalla drammatica attualità in cui si trovano ad operare le PMI, in particolare quelle italiane, in un contesto in cui gli scenari energetici, non solo attuali ma anche di previsione per il prossimo futuro, risultano essere pesantemente compromessi per effetto sia dalla guerra, ancora in corso, sia dalle gravi situazioni internazionali e globali originatesi per la prolungata emergenza conseguente alle restrizioni adottate per arginare gli effetti per la pandemia da coronavirus e per gli ormai innegabili cambiamenti climatici prodotti dalle emissioni dei gas climalteranti. In questo particolare momento la crisi appare ancora più pessimistica in previsione dei continui rincari del mercato del gas, i cui riflessi sulle impennate delle bollette energetiche delle imprese stanno imponendo chiusure temporanee o modulazione della linea dei processi prodotti-

vi in fasce orarie più convenienti ed in casi anche più gravi costringendo alla chiusura dell'esercizio. Questo focus vuole essere pertanto uno spunto di discussione su quali siano le possibilità per le piccole e medie imprese di poter almeno fronteggiare un periodo così difficile utilizzando fonti di energia rinnovabile, in particolare il fotovoltaico.

Ricordiamo innanzitutto che le PMI comprendono una assai variegata costellazione di micro, piccole e medie imprese con esigenze energetiche molto diverse tra loro e compongono, in particolare le microimprese, la struttura portante dell'intero sistema produttivo nazionale italiano, rappresentando dunque l'ossatura di cui costituiscono quasi la totalità, essendo solo lo 0.1 % rappresentato dalle grandi imprese, tabella 1.

Class size	Number of enterprises			Number of persons employed			Value added		
	Italy		EU-28	Italy		EU-28	Italy		EU-28
	Number	Share	Share	Number	Share	Share	Billion €	Share	Share
Micro	3,599,695	94.9%	93.0%	6,719,319	44.9%	29.7%	208.1	28.4%	20.8%
Small	172,324	4.5%	5.9%	3,088,490	20.7%	20.1%	151.8	20.7%	17.6%
Medium-sized	19,226	0.5%	0.9%	1,873,898	12.5%	16.8%	131.0	17.9%	18.0%
SMEs	3,791,245	99.9%	99.8%	11,681,707	78.1%	66.6%	490.9	66.9%	56.4%
Large	3,380	0.1%	0.2%	3,270,222	21.9%	33.4%	242.5	33.1%	43.6%
Total	3,794,625	100.0%	100.0%	14,951,929	100.0%	100.0%	733.3	100.0%	100.0%

These are estimates for 2018 produced by DIW Econ, based on 2008-16 figures from the Structural Business Statistics Database (Eurostat). The data cover the 'non-financial business economy', which includes industry, construction, trade, and services (NACE Rev. 2 sections B to J, L, M and N), but not enterprises in agriculture, forestry and fisheries and the largely non-market service sectors such as education and health. The following size-class definitions are applied: micro firms (0-9 persons employed), small firms (10-49 persons employed), medium-sized firms (50-249 persons employed), and large firms (250+ persons employed). The advantage of using Eurostat data is that the statistics are harmonised and comparable across countries. The disadvantage is that for some countries the data may be different from those published by national authorities.

Tabella 1. Ripartizione in Italia e nell'UE delle PMI (micro, piccole e medie) e loro caratteristiche
Fonte: 2019 SBA Fact Sheet — Italy – Commissione Europea.

Secondo stime IEA si può affermare che il loro consumo energetico, seppure non considerevole a livello unitario, risulti rilevante a livello globale, attestandosi al 13 % dei consumi energetici ed un terzo dell'intero settore industria e servizi globali, consumi che sono però assai diversificati per settore, come evidenziato nel grafico di fonte ENEA (Progetto LEAP4SME finanziato nel programma Horizon 2020 e mirante a proporre ad affrontare le tematiche energetiche e le PMI), in cui si riporta in figura 1 il profilo di carico per una giornata tipo di diverse tipologie di PMI. Da questa figura si evince che i profili di carico variano in una fascia abbastanza estesa tra 1000 e 4000 kW con un plateau piuttosto esteso nelle ore di punta tra le 9 e le 15, con un consumo medio giornaliero tra 48 e 72 MWh giornaliere e tra 17 e 26 GWh annue, di cui la maggior parte in fascia 1 (figura 2).

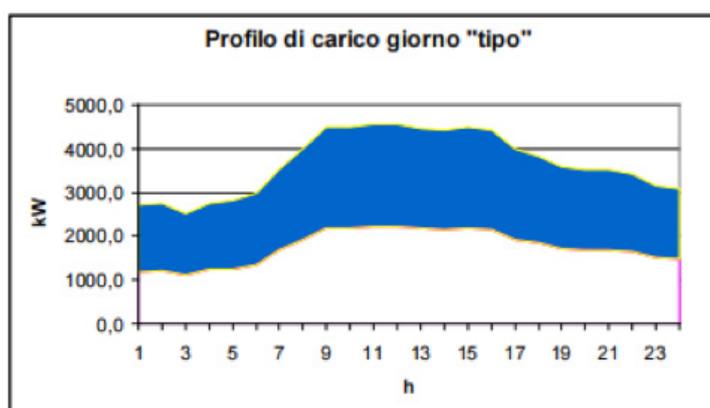


Figura 1 Profili di carico aggregate per le differenti tipologie di PMI per una giornata tipo Fonte ENEA Progetto LEAP4SME.

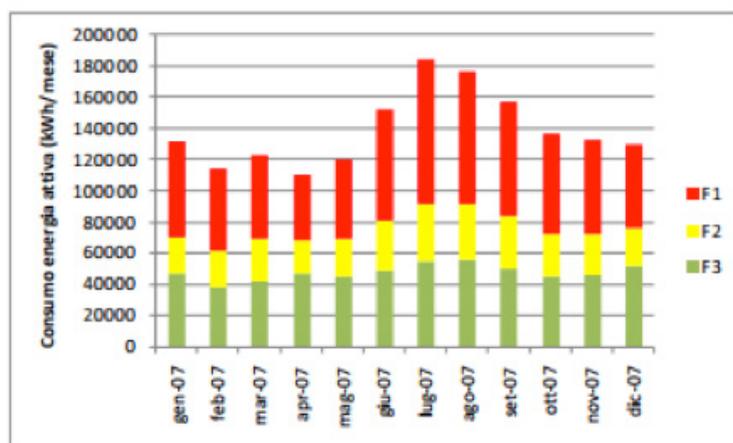


Figura 2 Distribuzione dei consumi mensili suddivisi per fasce orarie Fonte ENEA Progetto LEAP4SME.

Anche se l'alta eterogeneità delle PMI rende necessaria un'accurata, puntuale e mirata definizione delle policy, le metodologie che possono essere messe in atto per affrontare il problema in modo strutturale, fermo restando la necessità di provvedimenti di agevolazione delle tariffe energetiche approvati dal governo o da approvare o proposte diverse per calmierare il costo della materia prima, sono:

1. l'adozione di misure di efficientamento energetico
2. l'impiego di fonti di energia rinnovabili, tra le quali il ruolo del fotovoltaico spicca in modo rilevante.

Sul contenimento dei consumi energetici l'ENEA svolge un ruolo istituzionale di orientamento e formazione e che prevede che l'ENEA realizzi annualmente dal 2021 al 2030 un programma annuale di sensibilizzazione ed assistenza alle piccole e medie imprese per l'esecuzione di diagnosi energetiche presso i propri siti produttivi e per la realizzazione degli interventi di efficientamento energetico proposti nelle diagnosi stesse.

Per quello riguardante l'adozione di energia da fonte rinnovabile ed in particolare dal fotovoltaico esistono diverse possibilità strategiche e commerciali interessanti (si rimanda all'articolo pubblicato su questo numero). L'aspetto dell'autoconsumo, che è l'oggetto del presente focus, è quello che vede la PMI nel ruolo di prosumer o di soggetto attivo. Tale possibilità è stata resa più conveniente dalle recenti approvazioni di alcune agevolazioni per l'accelerazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili.

La prima riguarda la cd. solar belt, vale a dire aree dichiarate immediatamente idonee all'installazione di impianti fotovoltaici e che possono essere:

1. le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;
2. le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;
3. le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.

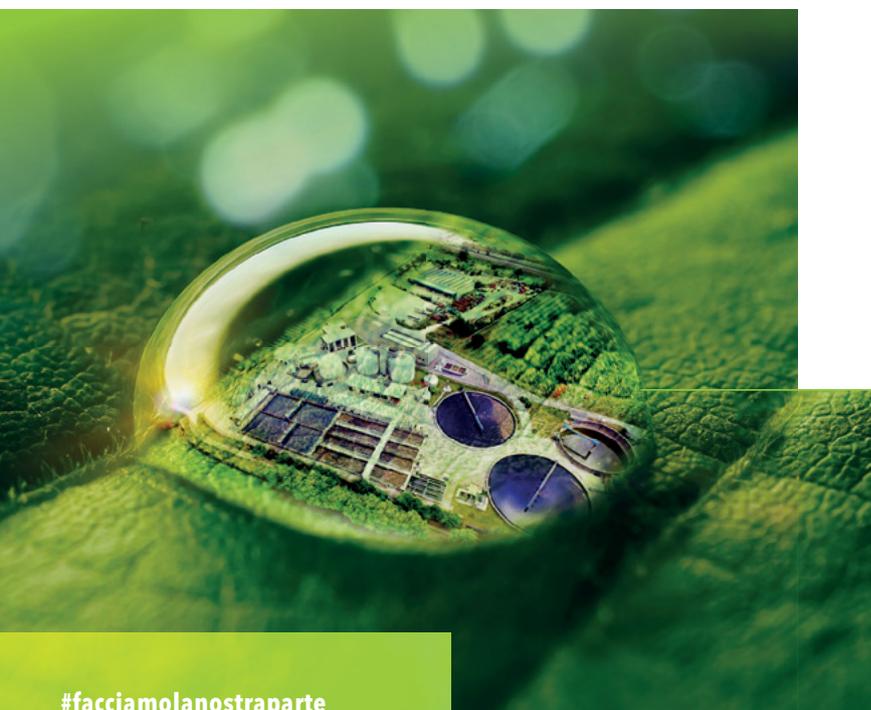
La seconda novità riguarda la semplificazione dell'iter autorizzativo, trattato con maggior esaustività in altro articolo della presente rivista.

Passando alle possibilità di copertura dei carichi con l'utilizzo della generazione elettrica fotovoltaica mediante il matching dei profili dei consumi e della produzione si deve tenere in conto che le innovazioni tecnologiche dei moduli fotovoltaici portano a riconsiderare i vantaggi per una PMI di ricorrere all'utilizzo di installazioni fotovoltaiche nel proprio sito. I miglioramenti delle prestazioni ed efficienze energetiche, l'introduzione dei moduli bifacciali con la possibilità di cattura della radiazione solare anche sul retro del modulo e dei componenti del

BoS, Balance of System, tra cui i sistemi di accumulo dell'energia, in particolare con tecnologie a base di litio, degli inverter ibridi e della digitalizzazione con conseguente possibilità di controllo dei flussi di energia tra il campo fotovoltaico, la rete i carichi ed i sistemi di accumulo, rendono maggiormente compatibile il soddisfacimento autonomo della domanda con l'autoproduzione fotovoltaica.

Quanto mostrato in seguito si riferisce ad elaborazioni per un sito ipotetico in centro Italia in una giornata con cielo limpido, ma che può essere esteso con gli opportuni adattamenti su tutto il territorio nazionale. Con il classico concetto di orientamento dei moduli, benché non superato, si ot-

tiene una curva di generazione energetica monomodale con picco assai pronunciato a mezzogiorno (figura 3, elaborazione con software PVGIS di JRC), che poco si adatta al profilo di carico della figura 1; questa generazione ottimizzata sulla resa, che si si ottiene con moduli installati con orientamento sud, angolo di azimut 0 gradi ed inclinazione pari alla latitudine del sito meno una decina di gradi, viene in parte superato dalle nuove tecnologie ad inseguimento, ad uno o due assi, che consentono di appiattare la curva (figura 4) rendendola più correlabile con la curva di carico; con l'introduzione dei moduli bifacciali si ottiene invece una curva bimodale con picchi nel corso del mattino e del pomeriggio (figura 5), ma è soprattutto



Ogni goccia è un mare d'innovazione. Da concretizzare.

Rappresentare il punto di riferimento tecnologico per un'industria efficiente e a impatto ambientale zero. È per questo che da oltre 20 anni IBT Group crea soluzioni amiche dell'ambiente attraverso impianti di cogenerazione oil free che sfruttano al meglio il biogas da depurazione fanghi e recupero acque reflue.

IBT. ENERGIA CHE CREA VALORE

IBT Group

IBTGROUP.AT    

#facciamolanostraparte

CI VEDIAMO AD
ECOMONDO
THE GREEN TECHNOLOGY EXPO

DALL'8 ALL'11
NOVEMBRE 2022

Pad. D4 - Stand nr. 40
ibtgroup.at/ecomondo-2022

Partner

 **Capstone**
Green Energy

con l'introduzione dei sistemi intelligenti sviluppati con software che permettono di gestire i flussi di energia rendendo l'accoppiamento delle due curve ottimali, con la necessità di ricorrere alla rete elettrica in misura molto ridotta. E' infine possibile, almeno da un punto di vista

teorico, migliorare la correlazione tra le curve di generazione e di carico variando le scelte tecniche e tecnologiche con diverse tipologie di moduli e di impianti, con diverso orientamento (Ciò richiederebbe ovviamente un progetto di sistema fotovoltaico molto accurato).

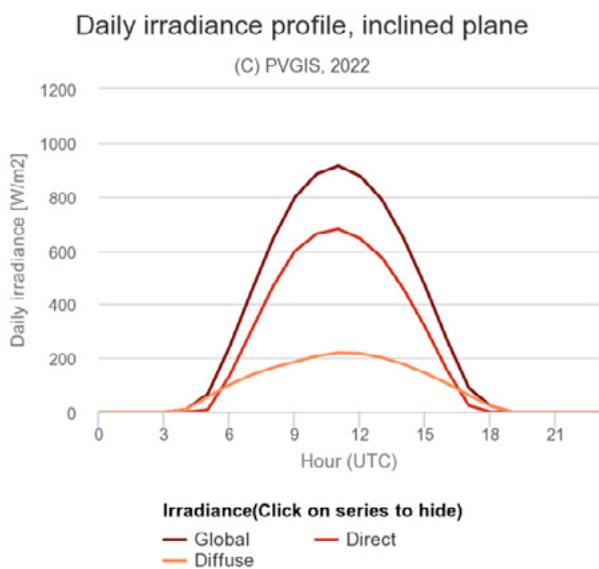


Figura 3. Radiazione solare oraria in un giorno estivo su piano inclinato ottimizzato (Elaborazione PVGIS)

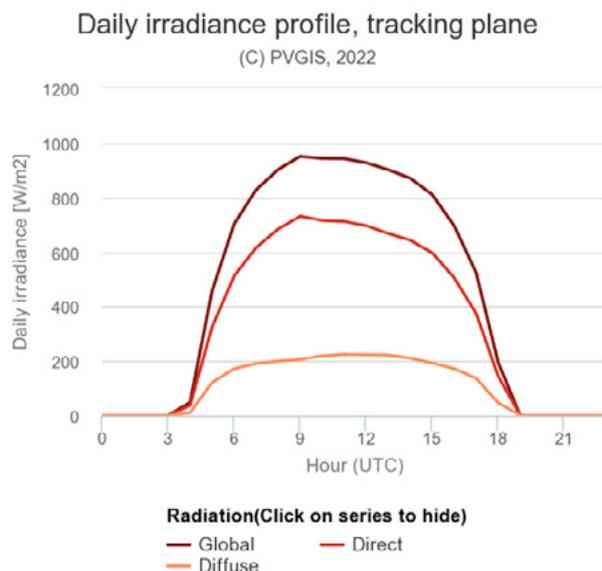


Figura 4. Radiazione solare oraria in un giorno estivo su piano ad inseguimento (Elaborazione PVGIS)

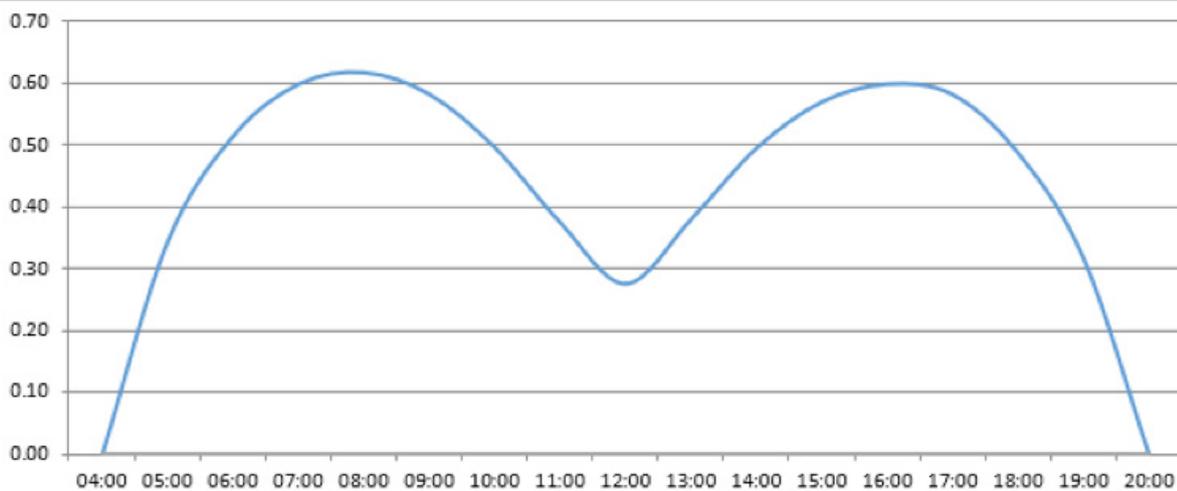


Figura 5. Produzione solare oraria in un giorno estivo su moduli verticali, unità arbitrarie.

Investire nel fotovoltaico aziendale nell'emergenza degli aumenti in bolletta

Arturo Matano, Ricercatore di ENEA - Portici

Attualmente viviamo una situazione particolare che può essere riassunta benissimo dall'immagine che riporta l'andamento del prezzo PUN (prezzo unico nazionale) italiano negli ultimi anni:

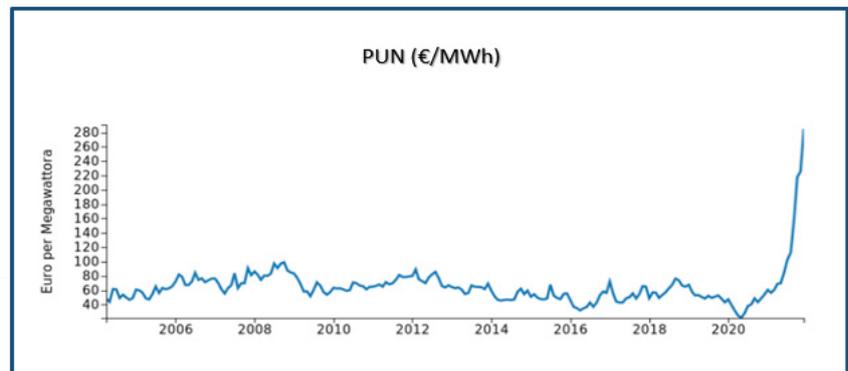


Fig. 1 Andamento del Prezzo Unico Nazionale dal 2005 ad oggi

Il vertiginoso aumento del prezzo di riferimento dell'energia elettrica sta creando forti problemi sia per i consumatori finali che per le aziende, specialmente per quelle più energivore. Le cause, come si sa, vanno da quelle strettamente economiche a quelle ultime geopolitiche relative al conflitto in corso tra la Russia e l'Ucraina. Lo scenario futuro è alquanto incerto e non si vede all'orizzonte nel breve periodo una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica.

In queste condizioni è difficile per un'azienda programmare le proprie attività di investimento.



Aspetti normativi

Oggi, per quanto riguarda le autorizzazioni, con i recenti decreti approvati (DLgs 17/2022, DLgs 21/2022), è possibile realizzare un impianto fotovoltaico, per esempio fino a 200 kWp, su un tetto di un edificio o di un'azienda, esenti da vincoli ambientali e/o paesaggistici, mediante la compilazione online di un modello semplificato (Modello Unico), in quanto la realizzazione dell'impianto FV è derubricata a manutenzione ordinaria da realizzare in edilizia libera.

Lo stesso avviene per la realizzazione di un impianto FV con moduli a terra. Per questi impianti e per potenze fino a 20 MW, la normativa di settore prevede che nelle aree, anche classificate come agricole, che si trovano nelle vicinanze di zone industriali produttive e commerciali è possibile realizzare un impianto FV con la procedura autorizzativa semplificata PAS. Anzi al di sotto di un 1MW si può far autorizzare la costruzione dell'impianto FV mediante la semplice DILA da presentare al comune di pertinenza.

Fare autoconsumo il più possibile

Altro obiettivo importante per un impiego efficace del fotovoltaico è far aumentare sempre più la quota di energia in autoconsumo.

Un'azienda o un'attività produttiva, che concentra le proprie attività ed i propri consumi principalmente di giorno, avrà una propensione "naturale" all'autoconsumo fotovoltaico. Buona parte dell'autoproduzione elettrica giornaliera verrà facilmente "assorbita" dalle attività dell'azienda stessa.

In ogni caso la quota di autoconsumo, oltre ad essere fortemente influenzata dai profili di carico elettrico aziendale, può variare anche a seguito delle scelte più strettamente imprenditoriali.

Ad esempio, l'azienda può mirare ad installazioni fotovoltaiche che coprano parte dei consumi globali massimizzando la percentuale di autoconsumo, ma può anche decidere di equipaggiarsi con un impianto di potenza più elevata penalizzando in tal modo la percentuale di autoconsumo sul totale dell'energia prodotta. Si sta quindi spostando la scelta imprenditoriale dall'autoconsumo alla remunerazione dell'energia eccedente immessa in rete.

Altre scelte che influiscono sull'autoconsumo possono riguardare interventi quali:

- spostare ulteriori consumi elettrici prevalentemente durante la produzione
- valutare la conversione dei consumi energetici da altre fonti verso l'energia elettrica
- utilizzare sistemi di accumulo per aumentare i consumi elettrici in altre fasce orarie.

Nei casi favorevoli è possibile arrivare anche a percentuali di autoconsumo della produzione elettrica dell'ordine di 80 - 90% dei propri consumi aziendali.

Resto il dato di fatto che, oggi, realizzare un impianto FV con un autoconsumo almeno del 60% -70 % significa rientrare nell'investimento con tempi decisamente bassi, dell'ordine di soli 2 o 3 anni.

Finanziamenti e/o agevolazioni per investimenti nel settore del fotovoltaico aziendale

Oggi per sostenere un investimento aziendale, per esempio per la realizzazione di un impianto fotovoltaico, sia a livello nazionale che regionale, esistono varie forme di finanziamento e/o agevolazioni. Tra queste quelle che vanno menzionate sono certamente:

- Transizione 4.0
- Credito di imposta per il Mezzogiorno (Bonus sud)
- Nuova Sabatini

Modelli di investimento per il fotovoltaico aziendale

I principali modelli di investimento cui un'azienda può fare riferimento, per il settore fotovoltaico, sono:

- **Acquisto diretto dell'impianto.** Riguarda il caso in cui un imprenditore con capitali propri realizza un impianto fotovoltaico per ridurre la bolletta elettrica. Si ha autoconsumo diretto e, in questo caso, il produttore coincide con il cliente o consumatore finale.
- **Noleggio operativo (Leasing):** In questo caso l'imprenditore non ha nessuna esposizione finanziaria e nessun investimento iniziale. Si utilizza l'impianto FV installato sul proprio stabilimento oppure su un terreno adiacente in possesso dell'azienda, pur senza averne la diretta proprietà. L'impianto viene realizzato da una società accreditata che può essere una ESCo o un'altra società di servizi.
- **Diritto di superficie:** Nessuna esposizione finanziaria e nessun investimento iniziale. Beneficio annuo o una tantum a fronte della cessione del diritto di superficie delle coperture.
- **PPA (Power Purchase Agreement):** Nessuna esposizione finanziaria e nessun investimento iniziale. Acquisto dell'energia prodotta dall'impianto e direttamente consumata dall'utente, senza la necessità di realizzare l'impianto. Ci si riferisce a questa forma contrattuale quando sono coinvolti grossi volumi di energia e continuità temporale nei consumi.

Di seguito sono presentati brevemente i risultati ottenuti analizzando come alcuni dei modelli di investimento sopra descritti possono determinare diversi risultati dell'investimento aziendale, ma tutti utili alla realizzazione di un impianto FV. Per ciascun caso esaminato si riportano i flussi di cassa corrispondenti agli investimenti considerati.

I dati di partenza utilizzati per le elaborazioni si riferiscono a questa situazione:

- Disponibilità all'utilizzo di spazi adeguati sui tetti o su aree degli stabilimenti per l'installazione di impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 1 MWp;
- Possibilità di esposizione ottimale a sud degli impianti FV;
- Numero di anni investimento: 20
- Inflazione: 2%/a
- Degrado dei moduli fotovoltaici: 1° anno 2% poi 0,73%/a per gli anni successivi;
- Valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete: 0,12 €/kWh
- Risparmio dell'energia elettrica in autoconsumo: 0,20 €/kWh

A) Acquisto diretto dell'impianto FV. Produttore coincide con il consumatore

Piano di investimento di un imprenditore che ha un'azienda nel centro nord (in media 1200 kWh/kW) con un autoconsumo stimato al 70%, realizza un impianto fotovoltaico di 1MW del costo di 800.000 €, per sostenere i propri consumi energetici. Viene utilizzato un credito di imposta del 6%. L'investimento realizza un TIR (tasso interno di rendimento) del 26,232% annuo e un payback time di circa 3,7 anni.

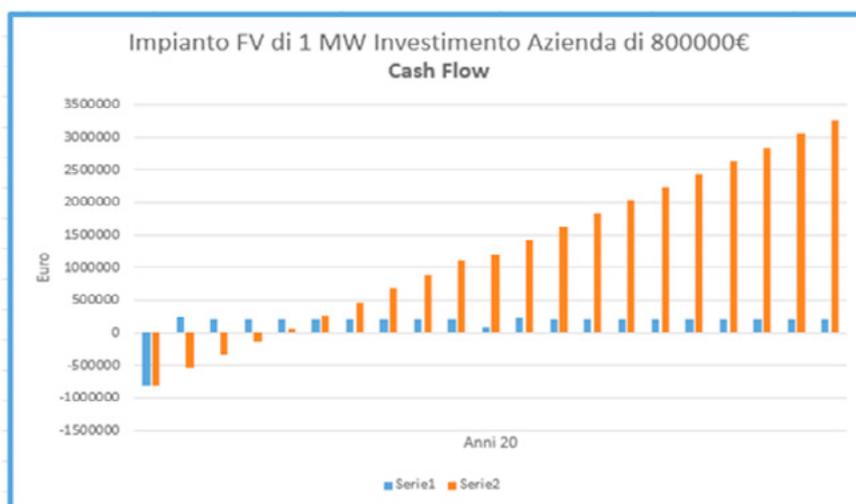


Figura 2. Flussi di cassa caso di investimento A

B) Acquisto diretto dell'impianto FV. Produttore coincide con il consumatore

Piano di investimento di un imprenditore che ha un'Azienda posta al sud (in media 1400 kWh/kWp) che per sostenere i propri consumi energetici realizza un impianto fotovoltaico da 1 MW del costo di 900.000 € sfruttando un finanziamento bancario del 90% del costo di impianto ad un tasso di sconto del 6% rimborsabile in 15 anni, quindi con un esborso proprio di 90.000 €. L'imprenditore avendo un'azienda con un autoconsumo del 70% e sfruttando la resa energetica alta del luogo (1400 kWh/kWp) riesce a realizzare un investimento che è sempre positivo con un avanzo sin dal primo anno. Quindi il payback time dell'investimento è sostanzialmente nullo. Il TIR è del 168%.

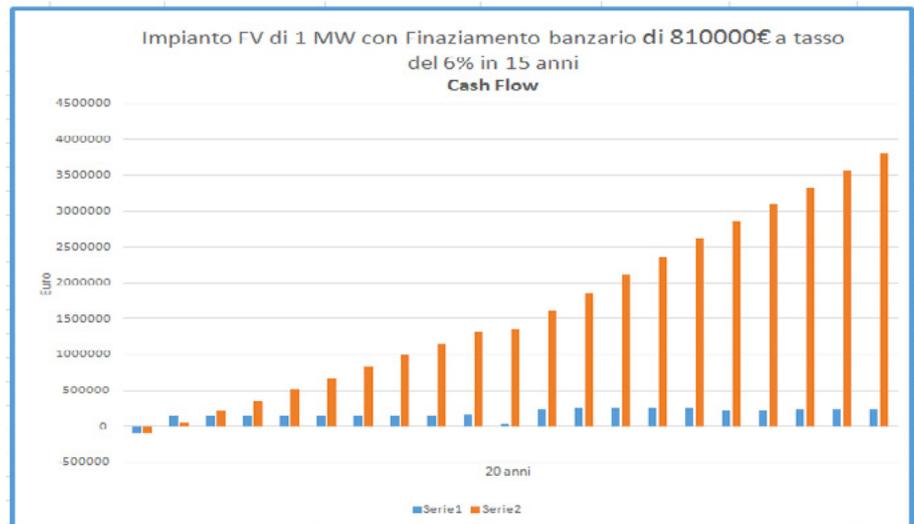
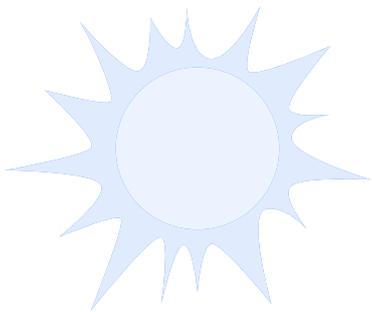


Figura 3. Flussi di cassa caso di investimento B

C) Noleggio Operativo dell'impianto FV. Produttore diverso dal consumatore

Questo caso tratta l'utilizzo di un impianto FV che viene realizzato da un produttore, generalmente una società di servizi energetici come una ESCO. La manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto fotovoltaico sono a carico del produttore. L'impianto si ripaga con un canone che sarà pari o inferiore al risparmio ottenuto grazie all'energia prodotta dall'impianto. Se si considera il noleggio, della durata di 7 anni, di un impianto di 1MW nel centro sud (1300 kWh/kWp) con una rata di 12500 €/mese e con riscatto dell'impianto all'ottavo anno, i ricavi all'anno che genera l'impianto sono superiori anche al pagamento della prima rata di noleggio e quindi l'azienda realizza utili sin dal primo anno. Ciò porta ad un TIR non è valutabile con payback time nullo.

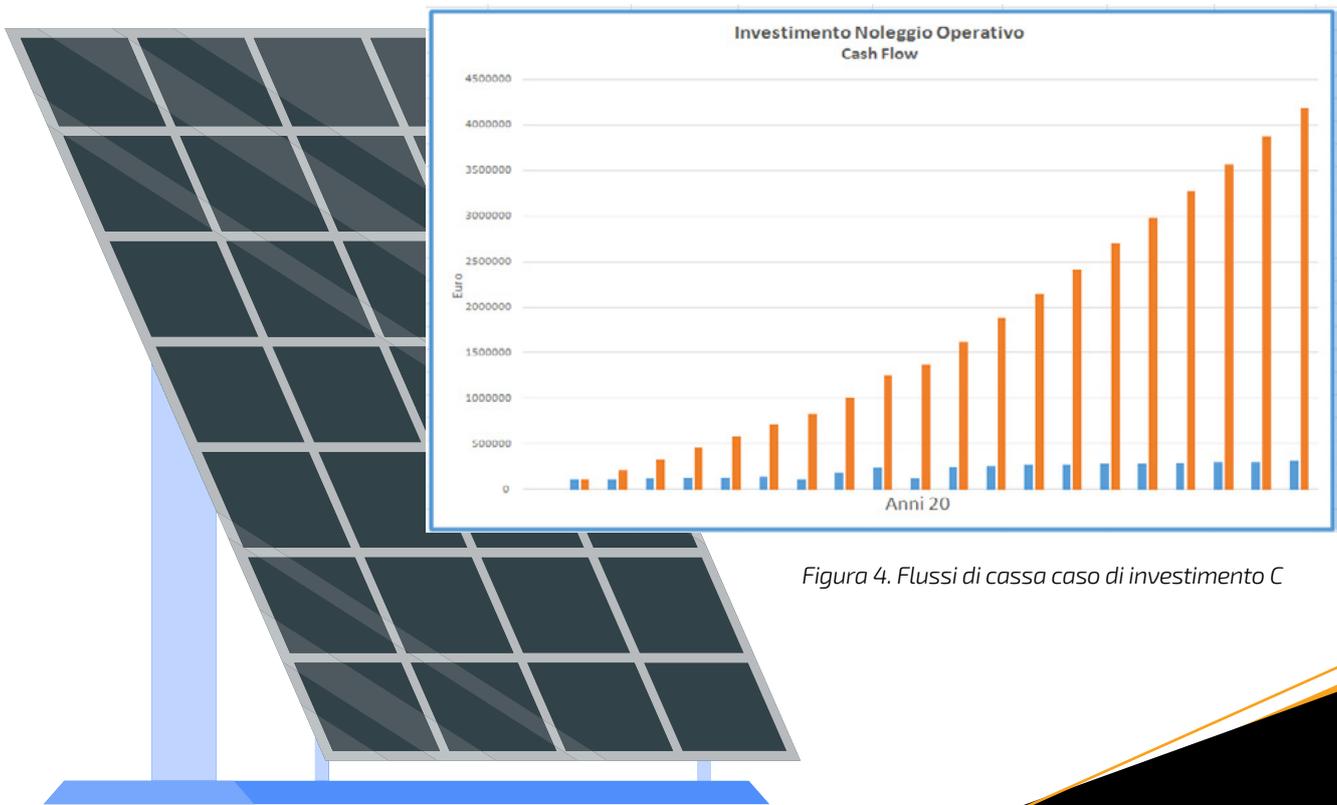


Figura 4. Flussi di cassa caso di investimento C

D) Come il caso A ma con un autoconsumo del 62%, dato dal rapporto della copertura dei consumi aziendali in fascia F1+%F2+%F3 rispetto alla produzione attesa dell'impianto.

In questo caso rispetto si ha un TIR= 25,160% rispetto al 26,232 % del caso A. Il payback time è un po' più lungo ma sempre sotto i 4 anni

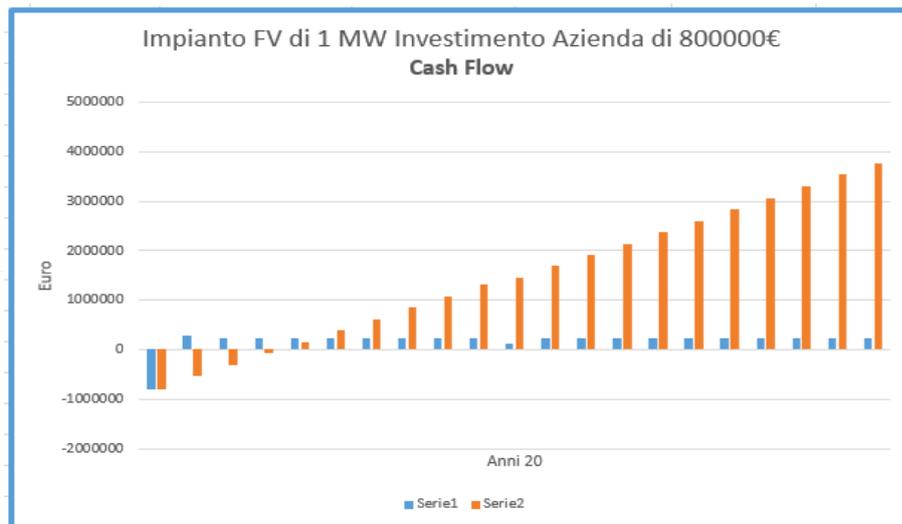


Figura 5. Flussi di cassa caso di investimento D



Autoconsumo, collettività di autoconsumatori e comunità energetiche

Evoluzione del quadro regolatorio e implicazioni per il settore fotovoltaico

Marco Pezzaglia
Gruppo Professione Energia

Il tema dell'autoconsumo, delle collettività di auto consumatori delle comunità energetiche rappresenta uno degli aspetti maggiormente interessanti nell'ambito degli strumenti a disposizione del processo di transizione energetica. Attraverso detti strumenti, infatti, il sistema può stimolare lo sviluppo dell'utilizzo delle risorse energetiche diffuse a livello territoriale, specialmente rinnovabili, secondo un modello di coinvolgimento degli utenti che consente agli stessi di ottenere un beneficio diretto dallo sviluppo che si va a realizzare. Per sostenere detto sviluppo è necessario che il sistema normativo e regolatorio subisca un'evoluzione in grado di inquadrare e regolare il processo di formazione di costituzione di nuove tipologie di sistemi in autoconsumo oltre a quelle classicamente note. Il documento per la consultazione 390/2022/R/eel ARERA interviene proprio su tali argomenti e costituisce il punto di partenza e di riferimento per

la nuova regolamentazione sui sistemi energetici di utenza, termine che ben si adegua alla necessità di inquadrare sotto ad un unico cappello l'evoluzione del sistema energetico attraverso la azione e collaborazione diretta degli utenti.

Gli elementi che emergono dal documento di consultazione sono di grande interesse per il settore fotovoltaico: non vi è dubbio, infatti, che tale tipologia di produzione è quella che maggiormente si presta alla formazione di sistemi in autoconsumo.

Il documento ARERA, partendo dalla più ampia definizione di condivisione di energia elettrica (minor valore tra energia elettrica e immessa e prelevata a livello di zona di mercato in riferimento ad un aggregato di soggetti e dei relativi punti di connessione alla rete situati entro la predetta zona di mercato), introduce una nuova macro-classificazione

dell'autoconsumo in termini di:

- autconsumo individuale;
- autconsumo diffuso.

Il concetto di autoconsumo individuale viene innovato tenendo conto dei due seguenti aspetti:

- la nuova definizione di sistema semplice di produzione e consumo (SSPC) di cui al decreto legislativo 210/2021;
- la definizione di autoconsumatore a distanza con linea diretta.

Più precisamente, la seconda fattispecie viene inclusa nella prima a formare un unico macro-insieme che è quello dei sistemi semplici di produzione e consumo, che risponde alla definizione di cui al decreto legislativo n. 210/2021 e nell'alveo del quale è inquadrato anche il caso di un autoconsumatore a distanza con linea diretta. In riferimento a questo macro-insieme continua a valere il concetto di autoconsumo individuale che gode del regime generale di applicazione degli oneri di rete e oneri di sistema applicati alla sola energia elettrica prelevata dalle reti con obbligo di connessione di terzi.

SSPC e sistemi fotovoltaici

I sistemi fotovoltaici possono giocare un ruolo importante alla luce della nuova definizione di SSPC in quanto attraverso i nuovi modelli possono consegnare la loro produzione direttamente ad un insieme di clienti finali (seppure appartenenti ad un medesimo gruppo societario) ovvero ad un cliente finale attraverso una linea diretta di lunghezza non superiore a 10 Km. Quanto alla configurazione territoriale dei sistemi SSPC, la nuova norma appare essere più aperta di quella del passato, anche se per valutarne l'effettiva portata sarà necessario attendere l'adozione

della delibera finale da parte di ARERA.

Tutti gli altri sistemi di aggregati per cui il trasferimento di energia elettrica tra i centri di produzione e i centri di consumo avviene attraverso la rete pubblica, assumono la connotazione di autoconsumo diffuso e per essi, per gli aggregati che ricadono sotto la medesima cabina primaria è riconoscibile:

- un contributo economico corrispondenti agli oneri diretti evitati per l'autoconsumo effettuato al di sotto di tetto cabina;
- se la produzione deriva da impianti da fonti rinnovabili di potenza non superiore ad 1 MW, uno specifico incentivo da applicare all'autoconsumo diffuso realizzato.

Nel caso dell'autoconsumo diffuso si pagano le tariffe e gli oneri regolati su tutta l'energia elettrica prelevata dalle reti con obbligo di connessione di terzi.

L'autoconsumatore a distanza con linea diretta potrà alternativamente, a sua scelta, essere trattato alla pari di un qualunque altro autoconsumatore individuale, ovvero accedere ai benefici dell'autoconsumo diffuso (sottoponendosi, però, anche tutto il regime di corresponsione degli oneri di rete oneri generali propri dei clienti coinvolti nell'autoconsumo diffuso).

Il seguente quadro sinottico riassume la nuova classificazione operata da ARERA; da notare che la nozione di autoconsumatore e di cliente attivo è una pure derivazione dalle definizioni di legge che assegnano il nome di autoconsumatore da fonti rinnovabili all'utente che realizza autoconsumo da fonti rinnovabili e cliente attivo all'utente che realizza l'autoconsumo da fonti non rinnovabili: a meno della fonte primaria utilizzata, il fenomeno è il medesimo.

Autoconsumo individuale (SSPC)

Sistema semplice di produzione e consumo (SSPC): il sistema in cui una linea elettrica collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona fisica o giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario. I diversi elementi che costituiscono un sistema semplice di produzione e consumo (impianti di produzione e unità di consumo), al netto dei collegamenti elettrici, devono insistere su particelle catastali poste nella disponibilità di uno o più dei soggetti che fanno parte di detti sistemi



- autoconsumatore FER - cliente attivo individuale (unico sito)

- autoconsumatore FER/cliente attivo individuale "a distanza" con linea diretta

Autoconsumo diffuso

- gruppi di autoconsumatori da fonti rinnovabili che agiscono collettivamente
- gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente
- comunità energetiche rinnovabili
- comunità energetiche di cittadini
- sistemi di autoconsumo individuale da fonti rinnovabili "a distanza" privi di linea diretta

Nel caso in cui il produttore e il cliente abbiano richiesto di accedere alla regolazione prevista per le forme di autoconsumo che utilizzano la rete pubblica con obbligo di connessione di terzi per trasportare l'energia elettrica dai siti di produzione ai siti di consumo (ivi incluse le previsioni normative in materia di incentivazione dell'autoconsumo di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 199/21), in alternativa all'applicazione della regolazione vigente in materia di SSPC



- sistemi di autoconsumo individuale da fonti rinnovabili "a distanza" con linea diretta

È di particolare interesse il fatto che le collettività di autoconsumatori così come le comunità energetiche non impediscono ai partecipanti la possibilità di realizzare dei sistemi in assetto di SSPC presso le loro unità di consumo, cosa che risulta di grande importanza per il fotovoltaico. Infatti, l'autoconsumo diffuso potrà essere realizzato attraverso l'aggregazione di una molteplicità di SSPC: questo significa che le abitazioni i condomini potranno continuare ad essere dotati del proprio impianto fotovoltaico e singoli soggetti potranno aggregarsi in CER. Per quanto concerne le collettività di autoconsumatori è immaginabile che il modello portante sarà quello dell'impianto fotovoltaico condominiale in auto consumo diretto con i servizi comuni (SSPC condominiale) che condivide le sue eventuali eccedenze con i consumi dei condomini.

Per i sistemi di autoconsumo diffuso è confermato in toto il modello virtuale: i benefici ottenibili saranno quindi benefici in forma di contributo economico e si sommeranno alla normale regolazione economica dei prelievi e delle immissioni di energia elettrica sulle reti pubbliche come già avviene ora. A tal riguardo, anche il meccanismo di "scomputo in bolletta" per i clienti domestici di comunità energetiche, secondo gli orientamenti di ARERA, dovrà seguire un percorso simile di contributo economico erogato nei confronti delle imprese di vendita che avranno il compito di trasferirlo ai clienti finali coinvolti nel meccanismo.

L'autoconsumo diffuso:

- è oggetto di valorizzazione tariffaria, cioè ad esso vengono riconosciuti i costi evitati per l'uso delle reti a livello di tensione superiore a quello a cui l'autoconsumo si riferisce (il valore proposto è compreso tra i 7 e gli 8 euro/MWh) a cui si somma la componente di perdite di rete evitate per i gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente;
- se da fonti rinnovabili, può accedere agli incentivi che saranno definiti dal MITE con apposito decreto alle condizioni che saranno ivi stabilite

Per quanto concerne il calcolo effettivo dell'autoconsumo diffuso, ARERA ripropone in pratica gli stessi meccanismi già in essere con la delibera 318/2020/R/eel potendo quindi segmentare l'autoconsumo per livello di tensione e per impianto di produzione partecipante alla collettività costruendo così la base per il futuro sistema di incentivazione che sarà definito dal MITE e consentendo inoltre di innestare il nuovo sistema su quello esistente.

ARERA non entra nelle questioni delle forme societarie né tantomeno nei meccanismi di governo e di gestione delle comunità energetiche rimandando per tali questioni alle definizioni esistenti.

Si ricorda che il quadro regolatorio che sarà definito da ARERA rappresenta soltanto uno dei tasselli necessari al completamento di tutto il quadro di riferimento per i nuovi sistemi energetici di utenza: è necessario, infatti, ora attendere quelli che saranno gli orientamenti in materia di incentivazione da parte del MITE, nonché un eventuale aggiornamento delle procedure tecniche del GSE.

Gli impianti fotovoltaici a servizio di utenze industriali:

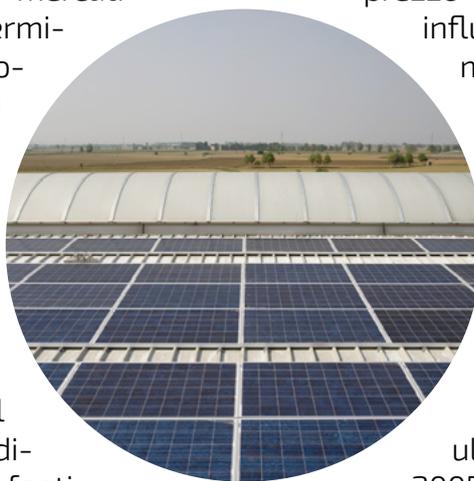
metodi di dimensionamento e valutazioni sulla resilienza energetica

Luca Tarantolo, EGE SECEM

Luca Riboli, Sales Account Transizione Energetica - Manni Energy

Il problema dell'aumento dei costi energetici

La guerra in Ucraina e le conseguenti tensioni tra Russia e Unione Europea hanno esasperato le pressioni sui mercati energetici determinando i presupposti per una crisi energetica senza precedenti. L'incremento del costo del gas metano ha riportato al centro dell'attenzione il problema della dipendenza dalle fonti fossili da paesi o aree geografiche politicamente instabili e la necessità di diversificare il mix energetico delle economie nazionali. L'elevata quota di ge-



nerazione di energia elettrica dal parco termoelettrico unita con il meccanismo di remunerazione a prezzo marginale hanno influito pericolosamente sull'andamento del prezzo dell'energia elettrica.

Osservando le statistiche del Gestore dei Mercati Energetici (GME) degli ultimi 15 anni, dal 2005 al 2020, l'andamento del prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica italiano (PUN) è rimasta nell'intorno dei 50-70 euro/MWh (con la punta di 87euro/MWh del 2008).

Nel 2021 si è passati dai 60,7 euro/MWh di gennaio ai 281,24 euro/MWh di dicembre con valori massimi che hanno toccato oltre 530 euro/MWh. Nel 2022 la salita è proseguita fino alla media di 543,13 euro/MWh di agosto con massimi di 870 euro/MWh. In pratica, il valore di mercato dell'energia elettrica è quasi decuplicato nell'ultimo anno rispetto alla media degli ultimi 15 anni. Se si considera che le politiche ambientali hanno spinto, negli anni precedenti, ad una graduale elettrificazione dei consumi, l'effetto dell'aumento dei costi elettrici è stato ulteriormente amplificato. Sebbene alcune contromisure, come l'azzeramento degli oneri

di sistema, abbiano attenuato l'effetto sul prezzo finale, oggi le utenze civili e industriali si trovano a dover fronteggiare un aumento dei costi di energia elettrica a cui non erano preparate, vedendo la voce "bollette" scalare posizioni nella classifica dei costi aziendali e domestici.

Molte aziende oggi stanno quindi cercando di "correre ai ripari", vagliando le diverse tecnologie che consentono di ridurre il più possibile i costi energetici: le due soluzioni principali sono l'efficienza energetica, ossia la riduzione dei fabbisogni a parità di servizio reso e l'auto-produzione da fonti rinnovabili.

Il fotovoltaico come soluzione principale per l'autoconsumo

Gli impianti fotovoltaici oggi rappresentano una tecnologia matura e collaudata. I costi dei moduli e della componentistica si sono ridotti notevolmente negli ultimi 15 anni. La diffusione di aziende capaci di progettare e installare tali sistemi ha consentito di portare in Italia oltre 1 milione di impianti fotovoltaici installati alla fine del 2021 per una potenza complessiva pari a 22,6 GW. La possibilità di collocare i pannelli su strutture ad hoc, oppure l'integrazione con diverse tipologie di coperture degli edifici, rende gli impianti fotovoltaici estremamente versatili. Se si considera, infine, la peculiare modularità e l'impegno minimo per la gestione e manutenzione, rispetto ad altre tecnologie, il fotovoltaico rap-

presenta una soluzione di autoproduzione adattabile a qualunque utenza.

Diversamente dagli impianti collocati a terra a fini di vendita in rete, dove si realizzano posizionamenti e orientamenti per massimizzare la producibilità annuale, negli impianti industriali l'obiettivo è la riduzione del prelievo dalla rete elettrica.

Per ottimizzare il beneficio economico dell'investimento, considerato che il ricavo per kWh di energia elettrica immessa in rete è inferiore al costo per kWh prelevato, è opportuno dimensionare l'impianto fotovoltaico per massimizzare l'autoconsumo dell'energia prodotta.

Le metodologie di valutazione dell'autoconsumo

Nelle valutazioni preliminari o nel caso di piccole utenze in genere si hanno a disposizione solo le bollette. Se si conosce solo il consumo annuo dell'utenza suddiviso nelle fasce orarie F1-F2-F3, essendo CF1 il consumo annuo in kWh in fascia F1, considerando che normalmente un impianto fotovoltaico produce per il 66% in fascia F1, la dimensione di primo tentativo dell'impianto P [kW] potrebbe essere compresa tra $C_{F1}/h < P \text{ [kW]} < C_{F1}/(0.66 h)$, essendo h le ore equivalenti annue di produzione, per le quali si può fare riferimento ai rapporti statistici del GSE o ad un calcolo più accurato sull'applicativo PVGIS.

I moduli fotovoltaici producono energia solo quando ricevono luce solare e pertanto il contributo elettrico che ne deriva sarà massimo durante l'estate e minimo durante l'inverno. Risulta pertanto necessario verificare il dimensionamento calcolando la quota di autoconsumo (data dal minimo tra il prelievo da rete e la produzione fotovoltaica) su base mensile e per singola fascia. Ai valori di prelievo da rete, per fascia e per mese, si consiglia di applicare dei fattori moltiplicativi (compresi tra 0 e 1) che rappresentano la probabilità di contemporaneità tra produzione fotovoltaica e consumo. Ad esempio, se si sta esaminando una utenza industriale non stagionale con fermata nei giorni festivi, al prelievo mensile in fascia F1 si può assegnare un fattore di probabilità di contem-

poraneità consumo-produzione prossimo al 100%, mentre al prelievo mensile nel caso della fascia F3 il fattore di probabilità sarà prossimo allo 0%.

Nel caso di allacciamenti elettrici con potenze superiori a 55kW, il distributore elettrico rende disponibili i dati storici con dettaglio orario e quarti orario almeno per gli ultimi 12 o 18 mesi. In tal caso è possibile verificare con uno studio accurato l'abbinamento del profilo di carico elettrico orario dell'utenza con il profilo di produzione oraria dell'impianto fotovoltaico in esame (che può essere dedotto, ad esempio, dal portale PVGIS). Solo attraverso questa modalità è possibile effettuare le ottimizzazioni non solo della taglia dell'impianto ma anche del suo orientamento ai fini dell'autoconsumo.

Si pensi ad esempio ad un capannone industriale con copertura composta da falde con orientamento est-ovest. Se l'utenza è caratterizzata da un profilo di carico costante durante la giornata, è chiaro che avrà più senso disporre i pannelli su entrambi gli orientamenti delle falde al fine di sfruttare il più possibile le ore di luce solare. Se invece il carico elettrico è concentrato solo in una fascia oraria limitata (per esempio perché alcune lavorazioni vengono effettuate solo la mattina), sarà opportuno privilegiare nella disposizione dei pannelli solo uno degli orientamenti.

La resilienza energetica del fotovoltaico

In assenza di schemi incentivanti, il principale flusso di cassa derivante dall'investimento sul fotovoltaico a servizio di utenze è dato dall'energia autoconsumata, il cui beneficio economico può essere calcolato valorizzando questa energia al prezzo di acquisto dalla rete.

L'energia prodotta non autoconsumata genera un flusso di cassa pari alla quantità dell'energia immessa in rete per il valore specifico riconosciuto dal contratto di vendita con un soggetto operante nel mercato elettrico oppure dal GSE, ad esempio attraverso la convenzione del Ritiro Dedicato. In genere il valore specifico di vendita è pari, o comunque indicizzato, al prezzo zonale orario.

Si segnala tuttavia che il Decreto Legge n. 4/2022, convertito in Legge n. 25/2022, ha posto un limite ai profitti di vendita per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto Energia.

Ad ogni modo, in generale e soprattutto per impianti non incentivati, se ne deduce che un eventuale incremento dei costi dell'energia elettrica determina un aumento sia del beneficio economico derivante dall'energia auto consumata, sia di quello dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e immessa in rete.

L'effetto complessivo, tanto maggiore quanto maggiore è l'energia prodotta, è quello di controbilanciare l'aumento dei costi in bolletta con maggiori introiti, rendendo di fatto l'utenza più resiliente nei confronti delle oscillazioni dei mercati energetici.





Figura 1 – Esempio di grafico mensile di sovrapposizione della curva oraria di produzione dell'impianto FV con la curva oraria dei consumi

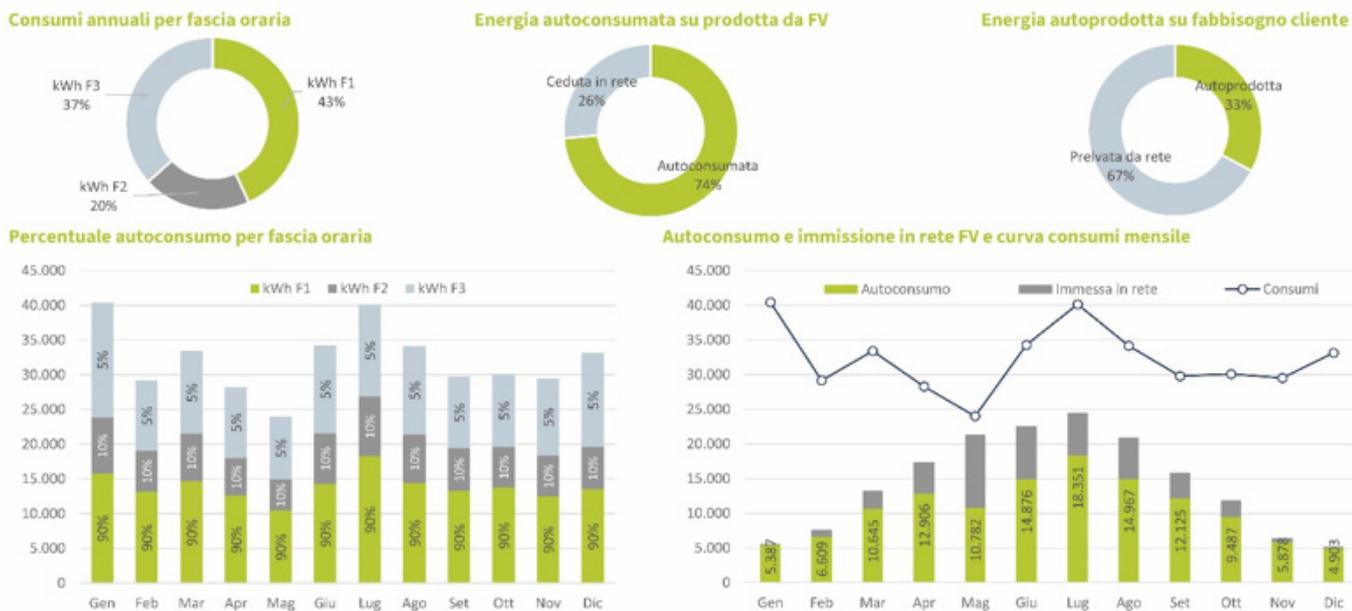


Figura 2 – Esempio di analisi preliminare dei consumi e stima autoconsumo e immissione in rete energia prodotta dall'impianto FV

VALSIR e la produzione di energia da fotovoltaico in Valle Sabbia

Andrea Sbicego, Energy Manager - Valsir

Valsir Spa è produttore di sistemi idrotermosanitari, per il trattamento delle acque e per la ventilazione meccanica controllata. Attenta ai principi di ecosostenibilità dei propri processi e prodotti, ambisce fortemente ad essere parte attiva nel percorso di transizione energetica per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione entro il 2030 e di neutralità carbonica al 2050.

Certificata ISO 50001 dal 2017, ha realizzato nel corso degli anni numerosi interventi di miglioramento dell'efficienza energetica ed ha accresciuto la quota di energia da fonte rinnovabile nel proprio mix energetico, contribuendo al contempo sia ad aumentare la propria competitività che a ridurre l'impatto ambientale.

Le sedi produttive italiane di Valsir sono localizzate princi-

palmente sul territorio della provincia di Brescia, in particolar modo in Valle Sabbia, ovvero in un territorio prealpino compreso tra il Lago di Garda e le altre valli limitrofe. La posizione è certamente meno soleggiata rispetto ad altre zone d'Italia, ma questo aspetto non ha scoraggiato la proprietà che, nonostante la progressiva riduzione degli incentivi, ma forte della costante diminuzione dei costi per la realizzazione degli impianti, ha continuato ad investire per massimizzare la quota di autoconsumo di energia da fonte rinnovabile dei propri stabilimenti produttivi.

Il primo impianto da 1 MWp risale al lontano 2010 e da allora, il parco fotovoltaico ha raggiunto una potenza complessiva di 4,39 MWp (nel 2022 +61% rispetto al 2021) con l'obiettivo di installare altri 2,5 MWp (+57%) entro la fine del 2023.

Il sito di Vobarno

Nel 2012, presso la sede di Vobarno dove produciamo il tubo multistrato Pexal® e tutta la gamma di tubazioni di scarico, è stato realizzato un nuovo stabilimento produttivo e logistico fra i primi poli industriali europei ad ottenere la certificazione energetica in Classe A.

Sulla copertura è stato installato un impianto fotovoltaico da 992,88 kWp (FV1) suddiviso in due sezioni e con le caratteristiche riportate in Tabella 1.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO 1							
Sezioni	Potenza Pannelli (Wp)	Tipo di Pannelli	Nr. Pannelli	Potenza Installata (kWp)	Angolo di Azimuth	Angoli di Tilt	PVGIS (kWh/kWp)
1	240 Wp	Silicio Policristallino	3.528	846,72	29°	22°	1.072,18
2			609	146,16	29°	3°	1.019,99

Tabella 1 - Caratteristiche dell'impianto fotovoltaico realizzato nel 2012 (992,88 kWp)

Lo stabilimento è localizzato all'interno di una "gola montana" che genera dell'ombreggiamento (Figura2) e che riduce la produzione di energia fotovoltaica soprattutto nel periodo invernale, con una produttività media annua pari a 1.064 kWh/kWp.

Lo stabilimento, che è orientato a 29° in direzione S-SE, è molto vicino all'angolo ottimale di Azimuth (pari a 20°) in grado di massimizzare la produzione locale di energia solare.

Dall'analisi delle curve di carico del 2019 relative alla potenza media oraria prelevata da rete (e mostrate in Figura 3 su scala da 0 a 100 rispetto alla potenza massima), risulta evidente l'influenza della produzione di energia da fotovoltaico fra le ore 8:00 e le ore 18:00.

L'impianto nello stesso anno ha prodotto 986.444 kWh di energia elettrica equivalenti al consumo annuo di 365 famiglie, evitando l'immissione in atmosfera di 467 tonCO2.

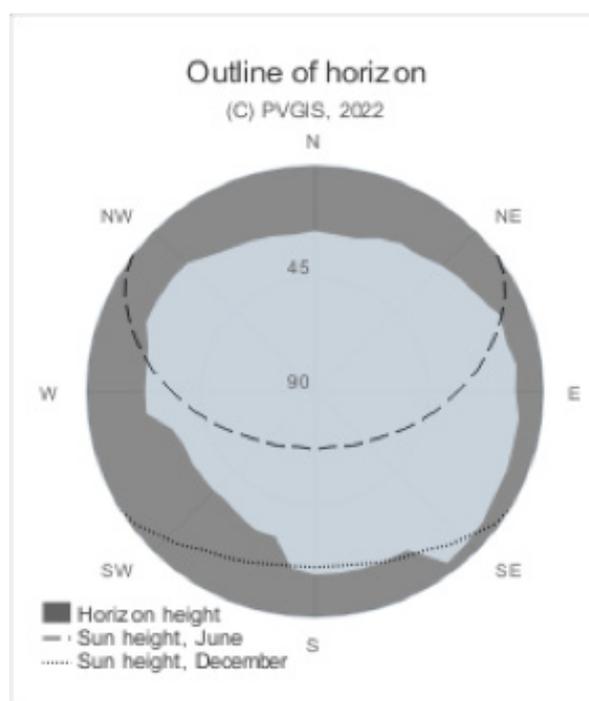


Figura 2 - Ombreggiamento sito di Vobarno (FV1)

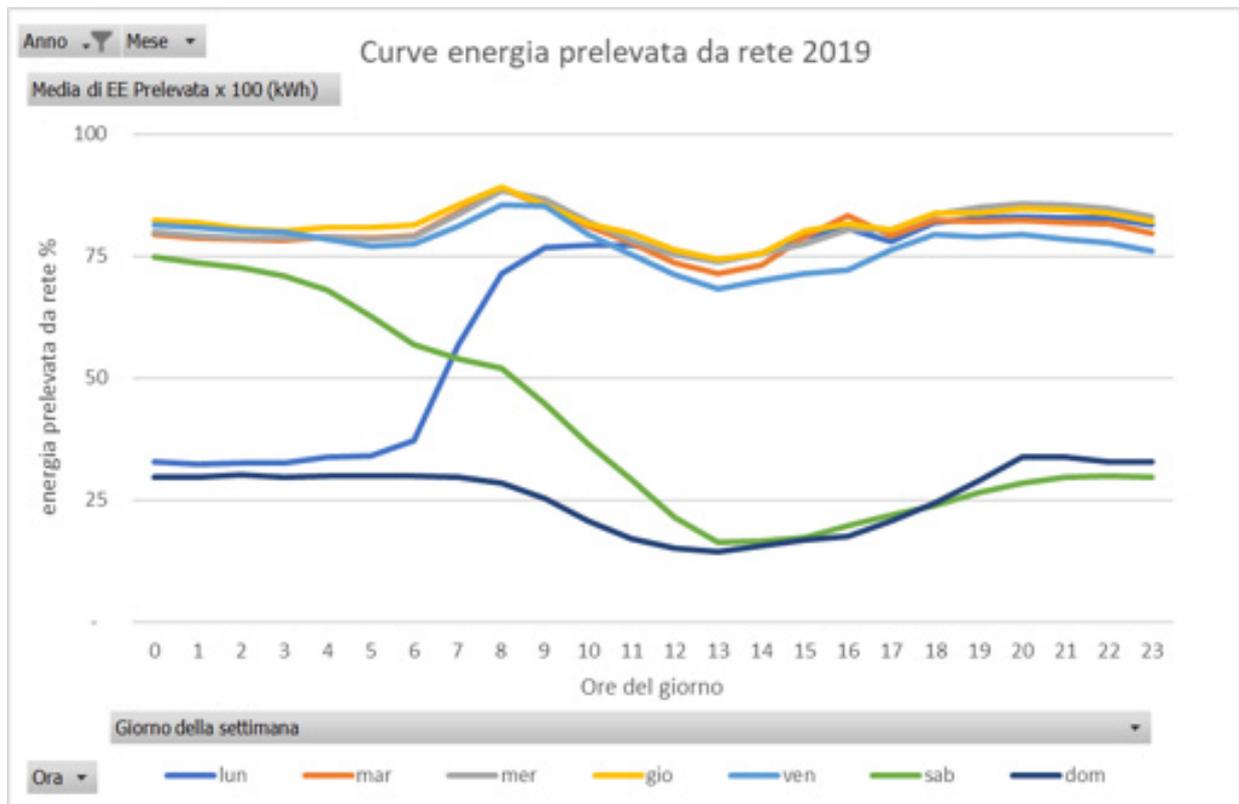


Figura 3 - Curve orarie energia prelevata da rete 2019

Dal punto di vista dell'impatto ambientale e quindi della riduzione delle emissioni indirette di CO₂ (Scope2), complessivamente, a partire dalla sua messa in esercizio e come mostrato nel grafico seguente, l'impianto ha evitato di immettere in atmosfera 4.618 ton CO₂.

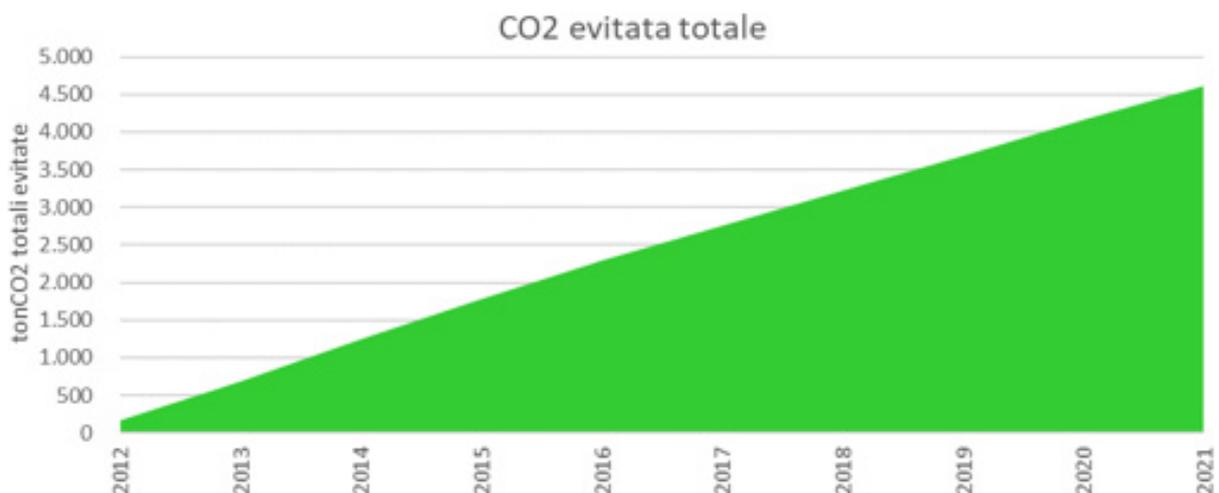


Figura 4 - Emissioni evitate dall'impianto FV1

All'inizio del 2020, presso lo stesso sito, è stato installato e messo in esercizio un impianto di trigenerazione da 860 kWe in grado di soddisfare 42% del fabbisogno di energia elettrica e simultaneamente il 61% di quella termica e il 43% di quella frigorifera. Questo nuovo impianto, grazie all'autoconsumo e ad un capacity factor 2021 pari all'86%, ha determinato una sensibile riduzione delle curve di carico dell'energia prelevata da rete sull'intera settimana e anche durante la notte, quando ovviamente l'impianto fotovoltaico non produce.

Nel corso del 2022, a seguito dell'installazione di nuove linee produttive che hanno generato un incremento della capacità produttiva ma anche del fabbisogno di energia elettrica (al netto di tutti gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica realizzati nel frattempo), la proprietà ha deciso di sostenere un ulteriore investimento per l'installazione di un altro impianto fotovoltaico da 825,84 kWp (FV2) che è stato realizzato in parte sulla copertura ancora disponibile di uno stabilimento esistente, ed in parte su una pensilina da 2.000 m2 realizzata nel parcheggio interno destinato ai dipendenti e presso il quale è stata installata anche una stazione di ricarica per auto elettriche da 22+22 kW.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO 2							
Sezioni	Potenza Pannelli (Wp)	Tipo di Pannelli	Nr. Pannelli	Potenza Installata (kWp)	Angolo di Azimuth	Angoli di Tilt	PVGIS (kWh/kWp)
1 Copertura	370 Wp	Silicio Monocristallino	1.098	406,26	3°	13° (5°)	962,35
2 Pensilina			1.134	419,58	40°	5°	1014,44

Tabella 2 - Caratteristiche dell'impianto fotovoltaico realizzato nel 2022 (825,84 kWp)

Grazie alla nuova potenza installata, si prevede di riuscire a raggiungere un grado di copertura da solare fotovoltaico compreso fra il 10 e il 12% dei consumi di energia elettrica dell'intero sito.

La percentuale annua di autoconsumo è molto elevata ed è pari al 95,5% dell'energia prodotta, mentre quella in eccesso che rappresenta il 4,5%, viene immessa in rete soprattutto durante il fermo produttivo di agosto e nei weekend estivi di massima produzione solare.

Attraverso il monitoraggio degli impianti (Figura 6), è stato possibile verificare e confrontare la produttività del "vecchio impianto" realizzato nel 2012 (FV1) con quella del nuovo impianto realizzato nel 2022 (FV2). Nonostante la posizione e l'orientamento più sfavorevoli (Tabella 2), ma grazie alla migliore resa frutto dell'evoluzione tecnologica degli ultimi 10 anni, il nuovo impianto (FV2), nei primi mesi di quest'anno, ha prodotto una quantità di energia per kWp installato superiore del 5% rispetto a quello "vecchio" (FV1).

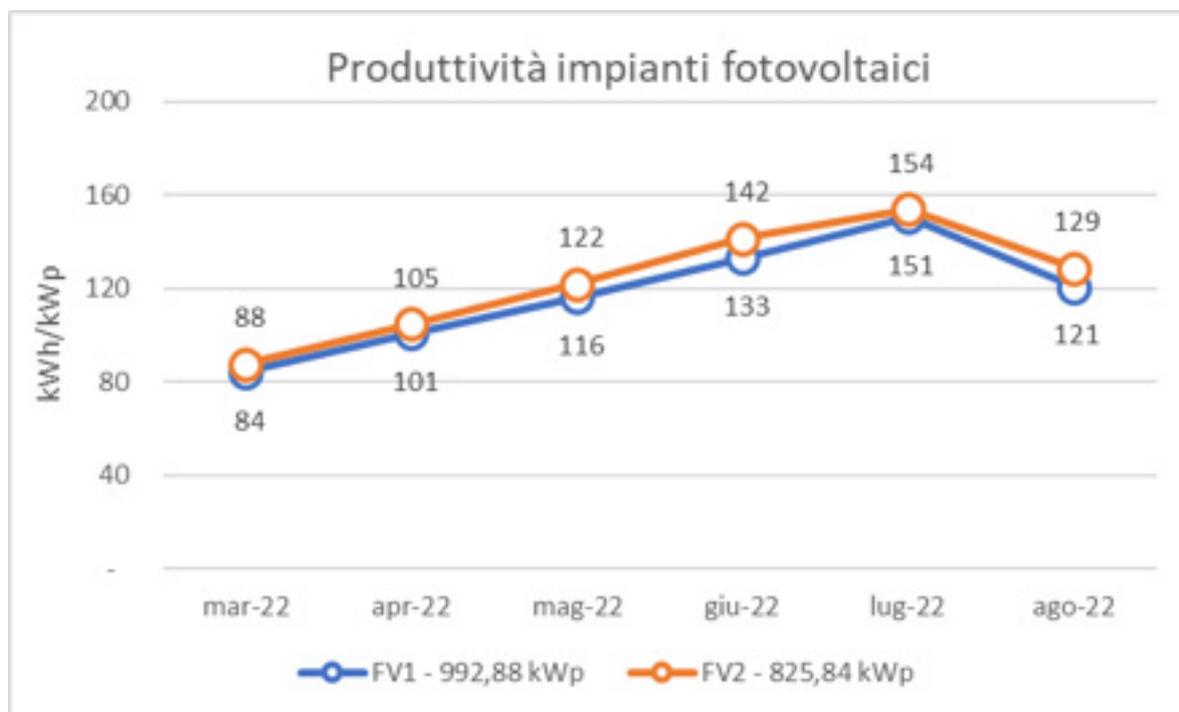


Figura 6- Energia prodotta per kWp

L'analisi di rientro dall'investimento, aggiornata costantemente sulla base della misura e verifica della produzione degli impianti, dell'andamento dei prezzi dell'energia e delle eventuali forme di incentivazione, ci dice che, nonostante lo scetticismo di molti e le difficoltà oggettive che spesso riscontrano per la messa in esercizio degli impianti, questo tipo di investimento resta ancora uno dei più sostenibili per un'azienda manifatturiera come la nostra. Soprattutto in un momento storico come questo dove il prezzo dell'energia elettrica, trainato da quello del gas metano, ha raggiunto livelli folli per molte aziende.

Il calcolo del LCOE (Levelized Cost Of Electricity), ovvero del costo per produrre ogni singolo kWh prodotto lungo l'intero ciclo di vita di un impianto fotovoltaico, ci consente da un certo punto di vista di fare "il pieno di energia" da fonte rinnovabile ad un prezzo fisso per i prossimi 20-25 anni, mitigando il rischio di essere travolti da

una crisi energetica come quella in corso e favorendo al contempo, sia la riduzione della presenza di gas metano nel mix energetico nazionale, che il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dall'UE al 2030/50.

Tassi Interni di Rendimento (TIR) dell'ordine del 20% e Pay-back di 4-5 anni (ai prezzi attuali anche meno) dovrebbero rappresentare un forte incentivo per tutte le aziende a valutare da subito l'investimento.

Seguendo questa logica, l'obiettivo di Valsir è quello di installare entro la fine del 2023 altri 2,5 MWp di potenza (+57% rispetto al 2022), cercando di massimizzare l'autoconsumo e valutando la sostenibilità di eventuali forme di accumulo di energia di tipo chimico (batterie) oppure attraverso la produzione di idrogeno, attorno al quale è catalizzato l'interesse generale e che per certi versi pare essere una (ma non la sola) fra le nuove frontiere per la transizione energetica.

zeroEmission

MEDITERRANEAN 2022

12-14
OCTOBER
2022

ROME
ITALY

IN COOPERATION WITH



RENEWABLE ENERGIES
FOR SOUTHERN EUROPE AND
THE MEDITERRANEAN COUNTRIES

INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION

WWW.ZEROEMISSION.SHOW

Il fotovoltaico in autoconsumo e la vendita in rete nell'impresa italiana

Nicola Collarini, EGE SECEM
Paolo Mario Finzi, EGE SECEM

L'Italia ha il grande vantaggio di avere un alleato affidabile: l'energia solare che per tramite di impianti fotovoltaici può essere trasformata in energia elettrica.

Le imprese italiane, colpite dai forti aumenti dei costi energetici, stanno studiando soluzioni per ridurre i costi produttivi e sfruttare al meglio l'energia proveniente dal sole adattando i propri consumi al profilo di produzione disponibile nelle sole ore diurne.

Un impianto FTV può seguire vari criteri di progettazione e la sua dimensione è limitata certamente dagli spazi utilizzabili consentiti dalla normativa (distinguendo tipicamente i tetti dai terreni di tipo agricolo e commerciale/industriale) e dai criteri di allaccio alla rete di distribuzione elettrica che può limitare la potenzialità degli impianti e indicare un diverso valore di tensione di allaccio.

La produzione solare è certamente di tipo diurno, con un impianto esposto a sud, e raggiunge il suo picco nelle ore centrali della giornata mentre i consumi delle utenze potrebbero avere un consumo piatto giorno/notte o consumi stabili per le ore diurne (spesso si verificano cali di consumo nelle ore centrali per la pausa pranzo. Questo va a discapito degli autoconsumi in sito).

Sono allo studio strumenti fisici come batterie che permettono di utilizzare l'energia prodotta nei picchi diurni, in altre ore della giornata o durante la notte per massimizzare il beneficio economico per il soggetto che decide di installare un impianto FTV. Oppure, sistemi di condivisione dell'energia prodotta tramite la rete che cercano di spingere ulteriormente la produzione da fonti rinnovabili oltre al consolidato sistema di scambio sul posto o più semplice vendita di energia in rete.

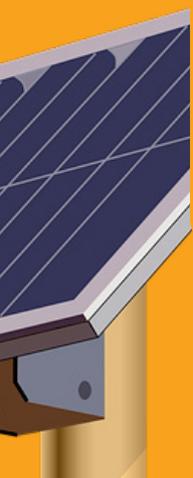
È quindi indiscusso che nessun kWh andrà perduto in termini economici. Si possono, quindi, applicare diversi metodi per convertire la produzione in un beneficio economico sia per il produttore sia per il consumatore.

Abbiamo distinto due soggetti che possono anche coincidere: in questo caso abbiamo un sistema efficiente di utenza (SEU) con un produttore e un consumatore che possono coincidere, oppure, in rapporto 1 a 1 coesistere all'interno di una particella catastale costituendo un SEU di tipo B (SEEU-B).

La SEEU-B è stata introdotta per aiutare lo sviluppo della produzione da fonti rinnovabili per agevolare gli investimenti di alcuni soggetti che puntano sulla produzione di energia elettrica proveniente da clienti finali per aumentare i propri capitali. Si punta sull'utilizzo del tetto di terzi che per varie ragioni non intendono investire direttamente nell'installazione di un impianto da fonti rinnovabili (FER).

Sono in forte ascesa anche le comunità energetiche, che rappresentano la nuova forma di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolico-fotovoltaico-biomasse) che gli stati membri della comunità europea si sono impegnati a realizzare nel prossimo decennio. Grazie alla direttiva comunitaria RED II le persone fisiche, PMI (piccole e medie imprese), enti di territorio, autorità locali e amministrazioni comunali, potranno installare o utilizzare (se esistenti) impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili e auto consumarla in modo "virtuale".

Sull'autoconsumo virtuale vengono definiti una serie di incentivi economici garantiti per 20 anni dalla data di costituzione.



Comunità Energetiche da fonti Rinnovabili (CER) a valle della cabina elettrica

Sono dei soggetti giuridici costituiti in impresa sociale o ente del terzo settore i cui membri possono essere persone fisiche, PMI, enti di territorio, autorità locali o amministrazioni comunali per le quali la partecipazione alla CER non costituisca l'attività primaria. Per la realizzazione di una CER occorre che:

- La partecipazione sia aperta e volontaria.
- Sussista autonomia e controllo da parte di membri posti nelle vicinanze degli impianti di produzione gestiti dalla CER.
- Abbia come obiettivo principale fornire benefici ambientali, economici e sociali ancorché profitti finanziari.

Auto Consumo Collettivo da Fonti Rinnovabili (ACCR) a valle del contatore privato

L'autoconsumo collettivo è composto da una pluralità di consumatori ubicati all'interno di un edificio in cui sono presenti uno o più impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili. Gli impianti possono essere di proprietà di soggetti terzi e usufruire di specifici benefici come le detrazioni fiscali. Il tipico esempio è quello del condominio con un impianto fotovoltaico sul tetto che fornisce elettricità alle utenze condominiali ed alle unità abitative di coloro che aderiscono.

Vantaggi diretti per le CER

Ai sensi della Legge 8/2020, al modello di regolazione identificato da ARERA, al sistema di incentivazione definito dal Decreto del MiSE e al sistema di detrazioni fiscali in vigore, le CER si vedranno riconosciuti per 20 anni:

- Un incentivo pari a 100 €/MWh per l'autoconsumo virtuale e 110 €/MWh per le Comunità Energetiche. Tali valori sono calcolati sull'energia elettrica prodotta e che risulti condivisa ove, per Energia Condivisa si intende, in ogni ora, il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione.
- La restituzione delle componenti evitate di trasporto definite da ARERA sull'energia condivisa che ammontano per le CER a circa 9 €/MWh.
- La remunerazione dell'energia immessa in rete a prezzo zonale orario, oltre al risparmio sulle perdite di rete (circa 10% in BT).
- L'accesso alle detrazioni fiscali per i partecipanti ove previste per legge (recupero del 50% dei costi di realizzazione per i privati che realizzino un impianto fotovoltaico sul tetto di un edificio; per le imprese è previsto il superammortamento del 130% del valore dell'investimento).

Vantaggi indiretti per le CER

Per vantaggi indiretti intendiamo quelli che si producono nel territorio migliorando la qualità della vita dei residenti e delle imprese:

- Forniture rinnovabili a basso costo per tutta la collettività, quindi anche per coloro che non possano mettere a disposizione superfici esposte da destinare alla produzione da FER.
- Possibilità di estendere il progetto inserendo all'interno della Comunità Energetica Rinnovabile colonnine di ricarica o sistemi con accumulo per rendere virtuoso l'utilizzo in rete dell'energia prodotta ed auto consumata.
- Importante valorizzazione del territorio in tema di decarbonizzazione.
- Possibilità di sviluppare progetti pubblici di miglioramento della qualità dei servizi con ulteriori risparmi/entrate a vantaggio del bilancio.

Svantaggi per le CER

- Si perdono i benefici dello scambio sul posto valorizzato a PUN zonale + servizi di rete (circa 8 €/MWh) e perdite (circa 10% in BT)

Con il recente recepimento (novembre 2021) delle direttive europee RED II e IEMD, la potenza complessiva dell'impianto FER viene elevata ad 1 MW (rispetto ai 200 kW fissati dal modello transitorio attualmente in vigore). Inoltre, il perimetro di applicazione delle CER viene spostato dalla cabina secondaria alla cabina primaria in Alta Tensione, lasciando quindi spazio per la costituzione di comunità di un diverso ordine di grandezza. Recenti documenti di consultazione riflettono su come organizzare al

meglio la comunità energetica in una rete magliata, introducendo un meccanismo più semplice per capire l'interconnessione potenziale dei singoli punti di prelievo e immissione, lasciando ai distributori un compito di assegnazione territoriale (tema in fase di sviluppo), a livello pratico un POD potrebbe essere interconnesso a più cabine quindi non è semplice l'individuazione univoca dell'area che il distributore ha il compito di definire.

Per concludere facciamo un esempio

Un'azienda, ubicata ad esempio in Lombardia, che ha un consumo piatto giorno e notte di 5.000.000 kWh - su 3 turni lavorativi - e decide di installare un impianto FTV da 800 kW acquistandolo ad un prezzo indicativo di 900.000 € otterrà una produzione di circa 1.000.000 kWh nelle ore diurne. Non essendoci contemporaneità di consumo e produzione, una parte sarà ceduta in rete al prezzo calmierato da ARERA per il 2023 potenzialmente pari a 0,210 €/kWh come da nuovo decreto Energy Release del 16/9/22) e una parte sarà auto-consumata (riducendo l'energia prelevata da rete).

Nell'ipotesi di un costo di energia da rete pari a 0,400 €/kWh il beneficio economico stimato è di 370.000 €/anno.

Il ritorno di investimento in questa ipotesi è circa di 3 anni. L'investitore dovrà quindi valutare attentamente le ipotesi di lavoro del costo di energia da rete e il rischio di variazione della normativa italiana che potrebbe limitarne i vantaggi e da valutare anche la possibilità di modifica al prezzo di ritiro da parte di GSE che dovrebbe tenerlo allineato al mercato.