



ASSOLOMBARDA



RSE
Ricerca
Sistema
Energetico

Autoconsumo: le configurazioni possibili per le imprese

COME AUTOCONSUMARE L'ENERGIA PRODOTTA
DA IMPIANTI RINNOVABILI ANCHE A DISTANZA

Dispensa n°08/2024

A cura

Area Industria, Energia e Innovazione

Il documento è stato realizzato da Assolombarda con il supporto scientifico di RSE Spa – Ricerca sul Sistema Energetico e con il coordinamento del Gruppo di Lavoro “Autoconsumo”.

Le imprese che hanno partecipato alle attività del Gruppo di Lavoro “Autoconsumo” sono: A2A, Cannon, Clever Servizi Energetici, Edison Next, Eni – Plenitude, Gruppo Nadara (Energy Team), Renovit, Sorgenia.

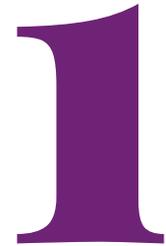
I contenuti del documento sono stati sviluppati da: Matteo Zulianiello, Federico Aleotti e Antonino Rollo di RSE Spa e Vittoria Catalano Area Industria, Energia e Innovazione di Assolombarda. La progettazione grafica è stata eseguita da Lara Curto Area Industria, Energia e Innovazione di Assolombarda.

Pubblicato: dicembre 2024

Non è consentito riprodurre o trasmettere in tutto o in parte il testo di questa pubblicazione senza preciso consenso scritto.

Indice Contenuti

1. Introduzione	5
2. Autoconsumo per le imprese	9
2.1. Configurazioni analizzate	9
2.2. Scenari di riferimento	11
3. Analisi delle configurazioni	14
3.1 Condizione per la simulazione	14
3.2 Risultati energetici	17
3.2.1. Autoconsumo Fisico	18
3.2.2. Autoconsumo Individuale a distanza	20
4. Conclusioni	26



Introduzione

Siamo alle porte del 2030, prima tappa intermedia di valutazione degli obiettivi per il raggiungimento della neutralità climatica, e si percepisce la necessità di un'accelerazione per trarre in considerazione i target intermedi per la decarbonizzazione.

La necessità di ridurre le emissioni climalteranti ha portato a rivedere i tradizionali modelli di produzione e consumo energetico, orientandosi verso fonti rinnovabili e un impiego dell'energia più consapevole e sostenibile. La produzione di energia rinnovabile avverrà principalmente tramite impianti di taglia medio-piccola, la cui energia andrebbe consumata in loco. Infatti, la produzione decentralizzata di energia deve tener conto del sistema di trasmissione e distribuzione concepito per una produzione centralizzata, pertanto, è necessario trovare soluzioni e meccanismi per minimizzare gli impatti negativi che si potrebbero generare da un'immissione diffusa sul territorio.

L'autoconsumo rappresenta una soluzione strategica a questo problema: produrre e consumare simultaneamente in loco riuscirebbe a ridurre gli impatti sulla rete di distribuzione.

Gli strumenti regolatori stanno andando in questa direzione, si pensi alla graduale uscita dal regime di Scambio sul Posto. Lo scambio sul posto, concettualmente, permetteva di "recuperare" l'energia prodotta e non immediatamente consumata "utilizzando" la rete

come immagazzinatore di energia non consumata per poi farne uso quando ce ne fosse stata la necessità.

La diffusione di questo servizio ha facilitato l'utilizzo di impianti in una logica di autoconsumo che oggi, con la continua capillare diffusione di impianti, va rivista in virtù dell'esigenza di preservare la rete di distribuzione per la sua sicurezza e il suo funzionamento efficiente.

Tra le soluzioni che il regolatore ha prospettato al fine di soddisfare un efficace funzionamento della rete di distribuzione vi sono quei meccanismi capaci di stimolare la produzione e il consumo contemporaneo all'interno della stessa cabina primaria.

In questa direzione, il quadro regolatorio e normativo ha aperto nuove possibilità di utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta da impianti che possono essere anche a distanza dal sito deputato al consumo.

All'autoconsumo tradizionale, dove impianto e consumatore sono situati nello stesso sito, si aggiungono altre configurazioni che permettono il consumo a distanza di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, purché consumatore e impianto si trovino all'interno del perimetro delineato dalla cabina primaria di riferimento.

Pertanto, mentre l'autoconsumo consiste nella possibilità di consumare in loco (nella propria abitazione, in un ufficio, in uno stabilimento produttivo, ecc.) l'energia elettrica prodotta da un impianto di generazione per far fronte ai propri fabbisogni energetici, l'autoconsumo diffuso introduce la possibilità per i consumatori finali di "condividere" l'energia elettrica prodotta all'interno della medesima configurazione.

Il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso pubblicato dall'ARERA del 29 dicembre 2022¹, che regola l'autoconsumo diffuso e le forme di aggregazione e condivisione dell'energia prodotta, promuovendo un utilizzo più efficiente delle risorse energetiche, ha definito sette diverse configurazioni di Autoconsumo Diffuso divise nelle seguenti tre classi:

- gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente in edifici e condomini;
- Comunità Energetiche (CE);
- autoconsumatori individuali a distanza.

Nello specifico, per le Comunità Energetiche è stato realizzato un documento pubblicato a dicembre 2023: "[Comunità Energetiche Rinnovabili: quali opportunità per le imprese](#)".

¹Successive modifiche al TIAD Testo Integrato Autoconsumo Diffuso e verifica delle regole tecniche per il servizio per l'autoconsumo diffuso predisposte dal Gestore dei Servizi Energetici con Deliberazione 30 GENNAIO 2024 15/2024/R/EEL.

I gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente riguardano situazioni legate al residenziale, soprattutto condomini, pertanto, non sarà oggetto di studio del presente documento.

In questo documento vengono analizzate le altre configurazioni individuate dal TIAD e che possono essere utili per le imprese.

Milano, 18 dicembre 2024

2

Autoconsumo per le imprese

L'obiettivo del documento è un'analisi delle opportunità rispetto ai modelli di autoconsumo attualmente disponibili e utili alle imprese.

In questo capitolo saranno presentate le configurazioni di autoconsumo analizzate e gli scenari di riferimento di questo studio.

2.1. CONFIGURAZIONI ANALIZZATE

Le configurazioni oggetto di questa analisi riguardano nello specifico le situazioni di autoconsumo fisico e quelle di autoconsumo a distanza che utilizzano la rete di distribuzione.

La situazione più diffusa è quella dell'autoconsumo fisico, che si verifica quando un impianto per la produzione di energia da fonti rinnovabili, come un sistema fotovoltaico, si trova nello stesso luogo in cui l'energia viene consumata. Questo avviene, ad esempio, quando un'azienda dispone di un impianto installato sul tetto dell'edificio in cui svolge la propria attività.

In questo caso, l'azienda consuma direttamente l'energia che l'impianto produce con un risparmio immediato in bolletta per l'energia autoconsumata e non più acquistata dal proprio fornitore. L'energia eccedente, quella prodotta e non contestualmente consumata, viene immessa in rete e può essere venduta, ad esempio al Gestore dei Servizi Energetici tramite il servizio di Ritiro Dedicato (RID). Nel caso in cui l'azienda fosse dotata

di un sistema di storage l'energia potrà, invece, essere consumata nel tardo pomeriggio o al mattino presto, nelle giornate nuvolose quando l'impianto è al minimo della sua produzione.

Il Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso (TIAD), allegato alla Delibera 727/2022/R/eel dell'ARERA definisce sette differenti tipi di configurazioni possibili per l'autoconsumo diffuso.

Ai fini delle valutazioni di questo approfondimento, risultano interessanti per le imprese i casi relativi alla possibilità di realizzare un impianto a distanza dal sito dove si rilevano i consumi energetici valorizzando l'energia "condivisa" fra centro di produzione e consumo, purché questi siano situati all'interno della stessa cabina primaria.

Nello specifico, questo è il caso di autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione e per cui devono essere verificate le seguenti condizioni:

- i soggetti facenti parte della configurazione sono un cliente finale, coincidente con l'autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta e un produttore, coincidente con il cliente finale ovvero un soggetto terzo soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta;
- il cliente finale e i produttori facenti parte della configurazione, qualora diversi dal cliente finale, hanno dato mandato al medesimo referente per la costituzione e gestione della configurazione;
- possono essere presenti più unità di consumo purché appartenenti alla stessa zona di mercato;
- possono essere presenti più impianti di produzione, ciascuno dei quali può essere composto da più unità di produzione;
- le unità di consumo e gli impianti di produzione sono ubicati in aree nella piena disponibilità del cliente attivo;
- l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione deve essere prodotta da impianti di produzione ubicati nella stessa zona di mercato dove sono ubicate le unità di consumo.

La configurazione relativa all'autoconsumo a distanza prevede la possibilità di introdurre un terzo soggetto, il produttore. Questo terzo soggetto può essere, ad esempio, una ESCO che può svolgere anche il ruolo di facilitatore per la realizzazione dell'impianto e le relative pratiche per la realizzazione/installazione e richiesta delle agevolazioni. Questa opzione risulta interessante, per chi intende realizzare l'investimento senza accollarsi gli oneri per la realizzazione dell'impianto e di tutte le incombenze burocratiche.

Il servizio per l'autoconsumo diffuso è erogato dal GSE ai referenti delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso. I contributi economici spettanti alle configurazioni ammesse al servizio per l'autoconsumo diffuso sono riconosciuti in relazione a ciascun impianto di produzione la cui energia elettrica rilevi per la configurazione, per la durata di 20 anni.

I contributi spettanti alle configurazioni ammesse possono essere di tre tipologie:

- valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata, mediante la restituzione delle componenti tariffarie previste dalla Delibera 727/2022/R/eel dell'ARERA;
- incentivazione (tariffa premio) dell'energia elettrica condivisa ai sensi del Decreto CACER;
- corrispettivo per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete (Ritiro Dedicato - RID) da parte del GSE, ove richiesto.

2.2. SCENARI DI RIFERIMENTO

Per l'elaborazione dell'analisi sono stati considerati i seguenti scenari di investimento:

1. **Business as Usual (BAU):** l'impresa continua a consumare energia come consumatore passivo, senza investire in un impianto di produzione per l'autoconsumo diretto e senza entrare in una configurazione di autoconsumo diffuso. Questo scenario rappresenta la condizione di riferimento per valutare gli scenari successivi.
2. **Autoconsumo Fisico (AF):** l'impresa investe in un impianto fotovoltaico (FV) per l'autoconsumo fisico (sul posto, riducendo i prelievi dalla rete elettrica nazionale), ma senza entrare in una configurazione di autoconsumo diffuso.
In questo scenario si analizzano due casi distinti:
 - l'impianto viene realizzato sul tetto della struttura dove l'azienda svolge le proprie attività.
 - l'impianto è realizzato a terra (terreno agricolo, una pensilina di parcheggio...), in un terreno di pertinenza dell'azienda adiacente alla struttura dove avvengono i consumi.
3. **Autoconsumo Individuale a Distanza (AID):** l'impresa investe in un impianto fotovoltaico in immissione totale in rete (senza autoconsumo diretto) in una configurazione CACER di Autoconsumo Individuale a Distanza (AID). In questo schema l'energia immessa in rete dall'impianto può essere condivisa con tutti i POD che fanno riferimento all'azienda e che consumano energia nella stessa fascia oraria di produzione, accedendo agli schemi di incentivazione in conto esercizio nelle modalità previste dal DM CACER e dalle Regole Operative GSE.

Anche in questo caso si fa distinzione in base all'ubicazione dell'impianto:

- impianto a tetto su un capannone o struttura riconducibile all'azienda (dove i consumi sono residuali, come per esempio un deposito), anche in zona non

subito adiacente al luogo dove l'energia viene consumata principalmente dai processi aziendali.

L'energia è immessa direttamente in rete e all'interno del perimetro afferente alla stessa cabina primaria.

In questo caso, se nel capannone interessato dalla realizzazione dell'impianto vi sono dei consumi energetici, si può considerare anche di autoconsumare direttamente questa energia e condividere la restante in autoconsumo a distanza; valorizzando, con l'autoconsumo a distanza, anche i consumi energetici della struttura produttiva più energivora. In questo caso, la valutazione economica potrà solo migliorare ottimizzando questo tipo di investimento.

- impianto a terra su un terreno di pertinenza dell'azienda, sempre all'interno del perimetro afferente alla stessa cabina primaria.

All'interno di questo scenario, si ipotizzano inoltre due differenti casistiche relative alla necessità o meno di installare anche una nuova cabina di media tensione, condizione che può rivelarsi necessaria qualora la cabina esistente non possa accogliere la nuova potenza installata.

Nell'analisi dei risultati, è stata fatta l'assunzione che le sotto-casistiche sopra descritte (impianto a tetto/terra e con/senza cabina elettrica) non abbiano differenze in termini di produzione elettrica, ma unicamente di natura economica in termini di costi d'installazione e di esercizio.

3

Analisi delle configurazioni

In questo capitolo sono illustrate le condizioni di base per l'elaborazione delle simulazioni e quindi per l'analisi della situazione energetica ed economica relative alle configurazioni individuate.

3.1 CONDIZIONE PER LA SIMULAZIONE

Per quanto riguarda gli scenari relativi all'installazione di un impianto fotovoltaico, la potenza dell'impianto è basata su considerazioni di tipo energetico ed economico con scopo esplorativo, in questo caso non oggetto di ottimizzazione.

Nella seguente tabella sono riportate le ipotesi principali considerate, rispetto all'impianto e all'impresa oggetto delle analisi. Tali ipotesi sono state prese per rendere confrontabili questi casi anche con lo studio condotto nel 2023 sulle CER in ambito industriale².

² [*Comunità Energetiche Rinnovabili: quali opportunità per le imprese*](#)

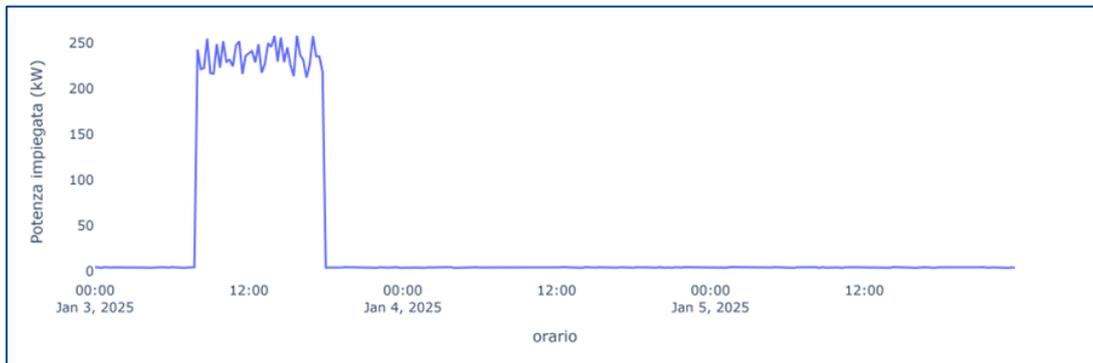
→ Tabella 1: Ipotesi generali del caso studio analizzato

	Caratteristiche e ipotesi	Unità	Valore
	Località	-	Latitudine media della Lombardia
	Potenza impianto fotovoltaico	kWp	350
	Capacità dell'accumulo elettrico	kWh	0
	Consumi annui impresa	MWh	600
	Orario lavorativo (in giorno lavorativo)	-	8.00 - 18.00
	Settimana lavorativa	-	Chiusura nei weekend
	Chiusure aziendali annuali	-	2 settimane ad agosto e 1 settimana a dicembre

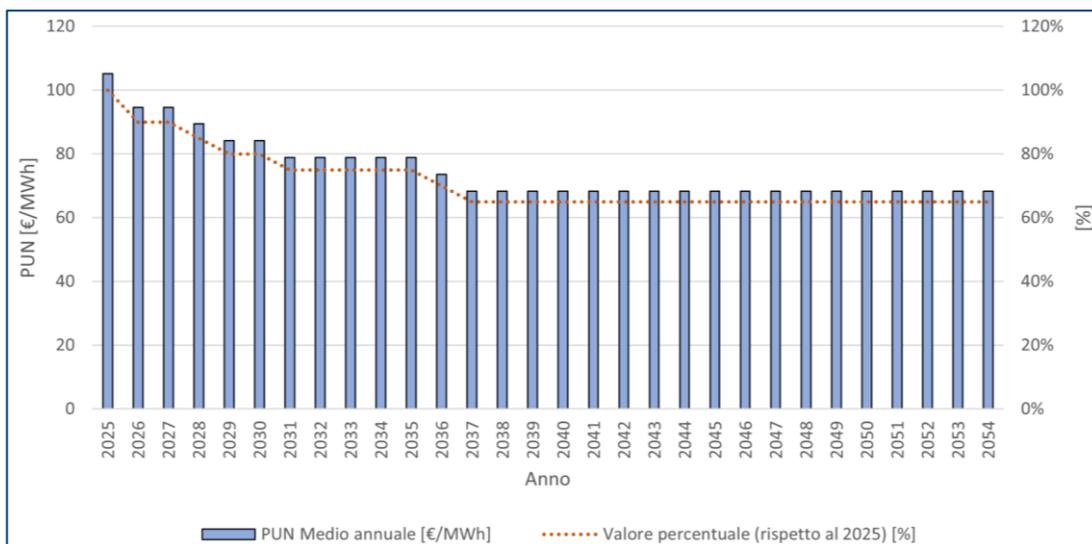
Di seguito sono riportati gli esempi della curva di carico dell'azienda e la sua stagionalità al variare dei mesi.

In mancanza di dati reali di consumo, si è ipotizzata una curva di carico a gradoni alla quale sono applicati fattori correttivi e fattori aleatori, per emulare il comportamento intermittente di ipotetici processi produttivi dell'azienda (dispositivi elettronici, compressori, macchine frigorifere, etc).

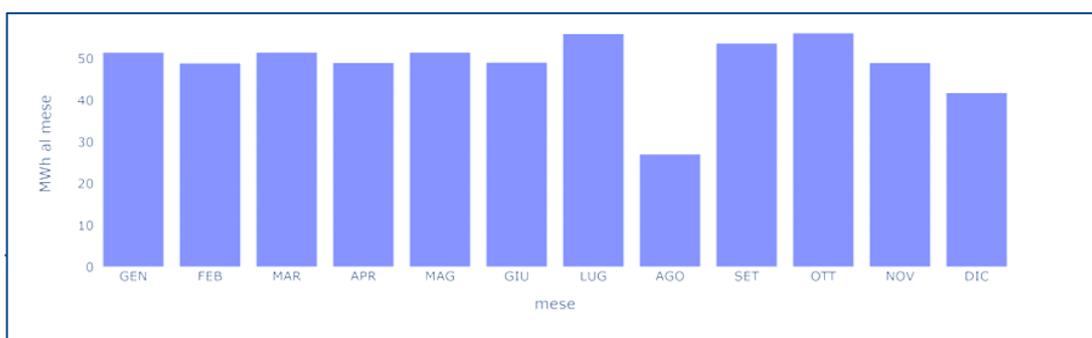
Figura 1: Esempio di curva di carico di tre giorni (feriale, sabato e domenica) per l'utenza impresa



→ Figura 2: Andamento mensile dei consumi dell'impresa ed effetto della stagionalità



→ Figura 3: Andamento del prezzo dell'energia ipotizzato, riferite all'anno 2025



Per quanto riguarda il Prezzo Zonale Orario per il calcolo del Ritiro Dedicato e la tariffa premio incentivante, si sono considerati i dati da novembre 2023 a ottobre 2024, scalati con lo stesso andamento annuale decrescente applicato al PUN.

Nella seguente tabella sono riportati invece gli altri input economici, legati allo sviluppo dell'impianto fotovoltaico, per i quali si è considerato un prezzo complessivo di circa 950 €/kWp per i casi con impianto a tetto.

Negli scenari con impianto a terra invece, si prevede un costo di investimento maggiorato, forfettariamente ipotizzato pari a un + 15%, per via dei costi aggiuntivi delle opere civili e delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici. I costi di cabina elettrica di media tensione, invece, sono stati stimati in circa 90k €, ai quali si aggiungono i costi operazionali e di manutenzione.

Di seguito sono riportati tutti i costi di investimento e di manutenzione degli impianti fotovoltaici nel loro complesso.

→ Tabella 2: Input economici relativi allo sviluppo dell'impianto fotovoltaico

Tipo di configurazione	Unità	AF		AID			
		Roof	Ground	Roof	Ground	Roof	Ground
 Roof/Ground							
 Cabina MT		No	No	No	No	Sì	Sì
 CAPEX Impianto	k€	329.1	376.4	329.1	376.4	414.6	461.9
 OPEX Impianto	€/anno	11,928.20	14,796.41	13,217.32	16,085.52	15,955.01	18,823.20

Le analisi tengono inoltre conto di un'inflazione annua pari al 2% per il 2025 e 1,5% a partire dal 2026 in avanti.

Per quanto riguarda la tassazione degli incentivi e la valorizzazione delle componenti ARERA, si sono considerate applicabili l'IRAP e l'IRES, ma non l'IVA.

3.2 RISULTATI ENERGETICI

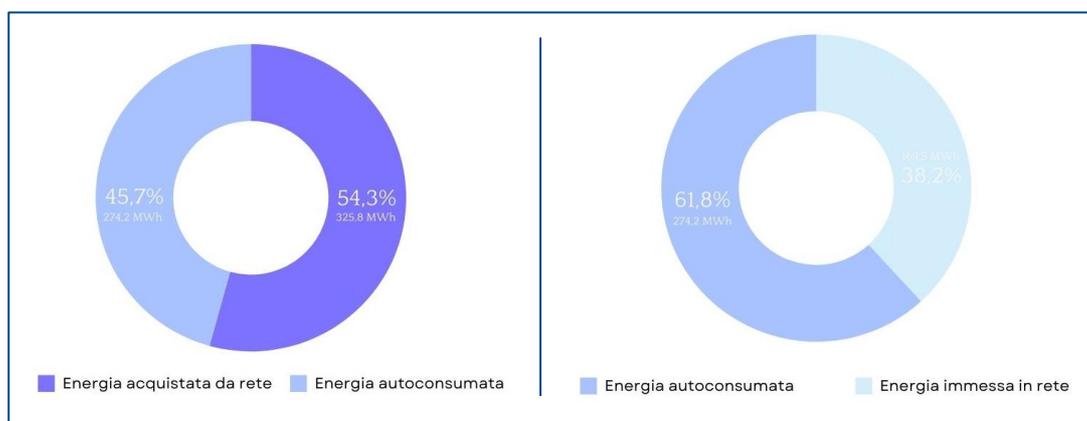
In questa sezione sono stati indicati i risultati energetici relativi agli scenari precedentemente presentati. Dal punto di vista energetico, le casistiche da analizzare riguardano l'autoconsumo fisico e l'autoconsumo individuale a distanza, in quanto il

posizionamento dell'impianto e la presenza o meno della cabina elettrica sono stati ipotizzati influenti sulla produzione di energia dell'impianto stesso.

3.2.1. Autoconsumo Fisico

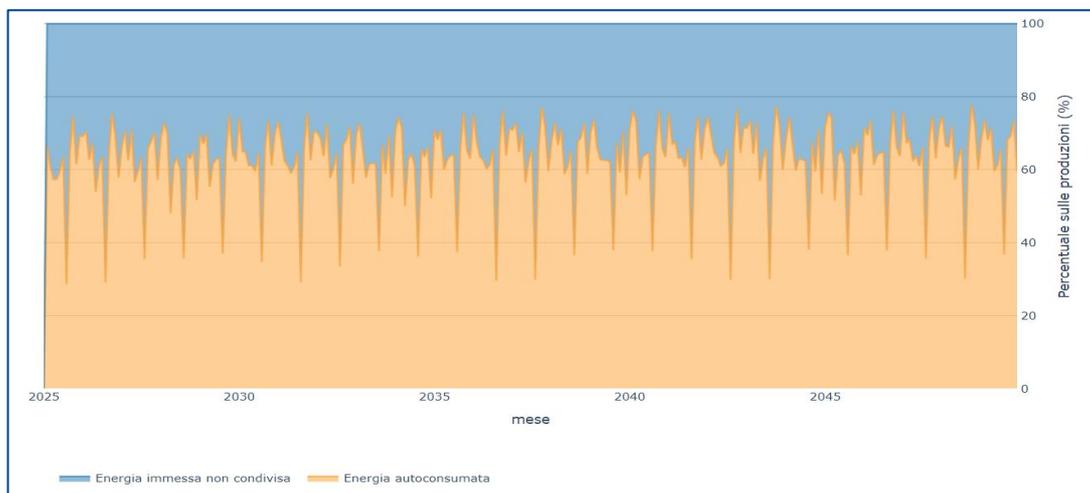
Di seguito sono riportati i risultati della simulazione energetica per il caso Autoconsumo Fisico (AF).

→ Figura 4: Provenienza dell'energia consumata dal prosumer (a sinistra) e destinazione dell'energia prodotta (a destra)



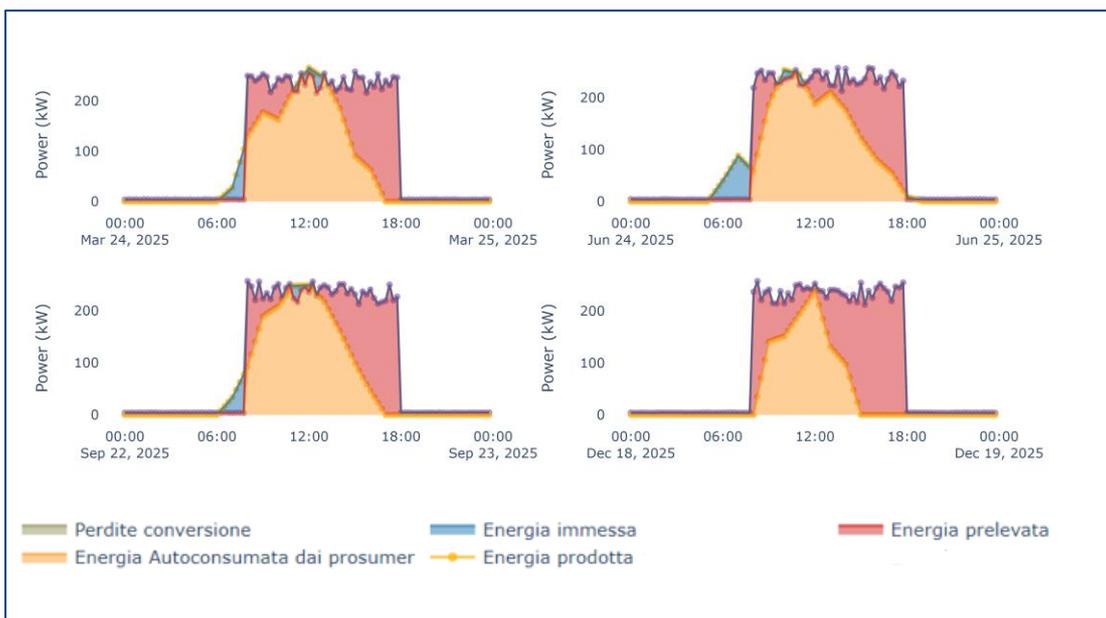
Per il caso Autoconsumo Fisico, l'autoproduzione da fotovoltaico copre il 45,7% della domanda di energia dell'impresa, pari al 61,8% dell'energia prodotta dall'impianto. La rimanente quota del 38,2%, infatti, viene generata in momenti in cui l'impresa non consuma (fine settimana, festivi, o sovrapproduzioni durante il periodo estivo) ed è quindi immessa in rete e ceduta al GSE dietro compenso tramite il meccanismo del Ritiro Dedicato (RID). L'andamento dell'energia immessa in rete ha un andamento stagionale, come riportato nel grafico sotto.

→ Figura 5: Ripartizione percentuale dell'energia prodotta dall'impianto nell'intera vita del progetto



Andando a investigare i flussi energetici su base giornaliera, di seguito si riportano le curve di consumo e produzione in quattro giorni specifici (in ogni stagione). Andando, invece, a investigare i flussi energetici su base giornaliera, di seguito si riportano le curve di consumo e produzione in quattro giorni specifici (in ogni stagione), evidenziando le aree afferenti alle diverse quote di autoconsumo diretto, immissione in rete e prelievo da rete.

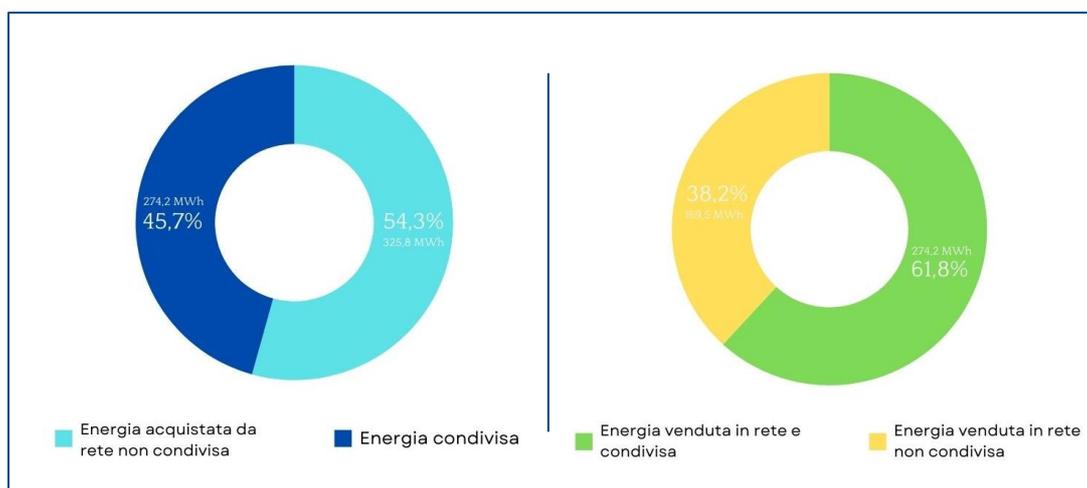
→ Figura 6: Esempi di flussi energetici giornalieri nelle 4 stagioni dell'anno



3.2.2. Autoconsumo Individuale a distanza

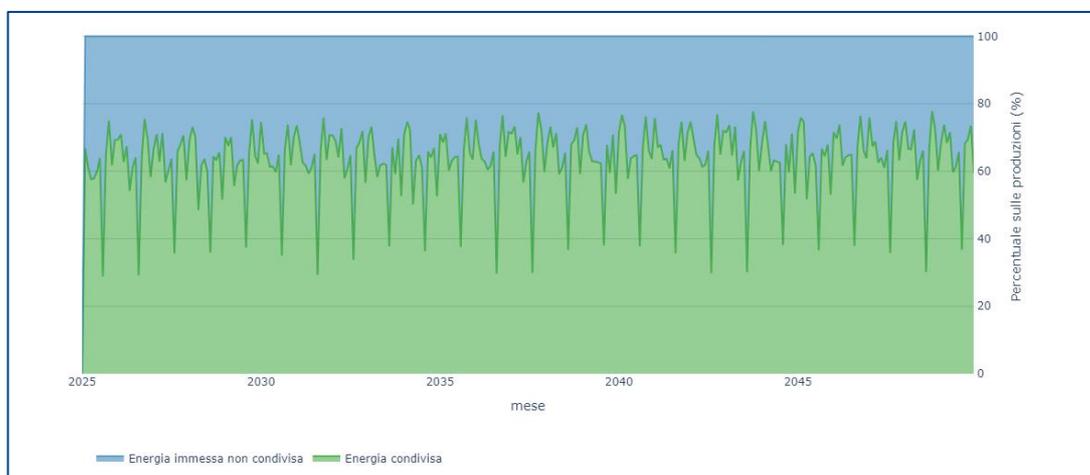
Analogamente al caso precedente, di seguito sono riportati i risultati della simulazione energetica per il caso Autoconsumo individuale a distanza.

→ Figura 7: Provenienza dell'energia consumata dal prosumer (a sinistra) e destinazione dell'energia prodotta (a destra)

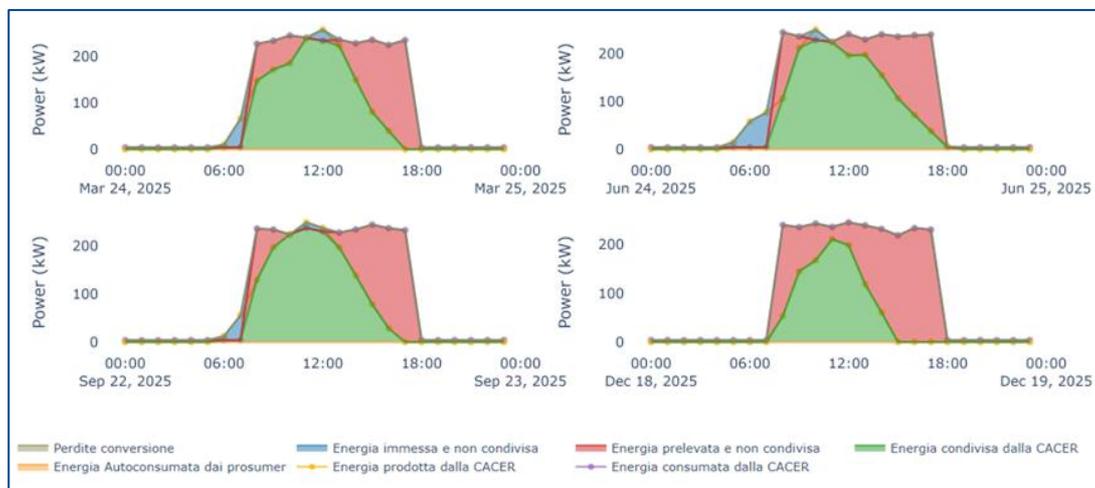


L'energia che nel caso dell'Autoconsumo Fisico è autoconsumata direttamente, diventa energia condivisa, ovvero viene anch'essa immessa in rete (e quindi pagata dal GSE tramite meccanismo RID), e nella stessa ora prelevata da rete presso un'altra sede della stessa impresa (e quindi pagata al proprio fornitore di energia). Questa energia, riportata in verde, è oggetto di incentivazione e ristoro di alcune componenti tariffarie (valorizzazione ARERA) come previsto dal TIAD e dal decreto CACER.

→ Figura 8: Ripartizione percentuale dell'energia prodotta dall'impianto nell'intera vita del progetto



→ Figura 9: Ripartizione percentuale dell'energia prodotta dall'impianto nell'intera vita del progetto



Per quanto riguarda i benefici economici, essendovi un unico soggetto in tutti gli scenari simulati, non si pone la necessità di definire criteri di redistribuzione del valore economico generato e dei vari costi, in quanto fanno tutti riferimento all'impresa stessa.

Tuttavia, per quanto riguarda lo scenario AID, è stata identificata la parte di incentivo generato dall'energia condivisa eccedente i valori di soglia limite percentuali di energia condivisa, che deve necessariamente essere "destinato a soli consumatori diversi da imprese e/o utilizzato per finalità sociali con ricadute sul territorio" (Decreto Ministeriale CACER art. 3 comma 2 lettera g).

Tale quota di incentivo, limitatamente a questo studio, viene denominata Fondo Sociale e può essere quindi utilizzata dall'impresa per scopi quali, ad esempio:

- la redistribuzione tra i propri dipendenti attraverso misure di welfare aziendale dedicate,
- donazioni ad associazioni no profit, fondazioni e/o genericamente Enti del Terzo Settore da utilizzare per attività con ricadute sociali e senza scopo di lucro,
- varie ed eventuali, nel rispetto di quanto previsto dalla normativa.

La tabella seguente quantifica i proventi economici delle diverse casistiche, raggruppate per tipologia di configurazione. Le sotto-casistiche con impianto a terra/tetto, e con/senza cabina, implicano infatti unicamente dei costi aggiuntivi, senza incidere sulle entrate, e possono essere quindi riportate sotto un'unica voce di AF o AID.

→ Tabella 3: Entrate economiche per ogni scenario in un anno medio del progetto (importante notare come l'incentivo sia percepito solo nei primi 20 anni)

	Proventi Lordi medi annui (€)	Durata proventi	AF	AID
 1) Risparmio in bolletta		25 anni	€ 61,912.53	€ 0.00
 2) Ritiro Dedicato		25 anni	€ 11,981.86	€ 30,019.27
 3) Valorizzazione Arera		25 anni	€ 0.00	€ 3,437.95
 4) Incentivo tariffa premio - Impresa		20 anni	€ 0.00	€ 29,510.11
 5) Incentivo tariffa premio - Fondo Sociale		20 anni	€ 0.00	€ 4,274.28
	Subtotale impresa		€ 73,894.39	€ 62,967.33

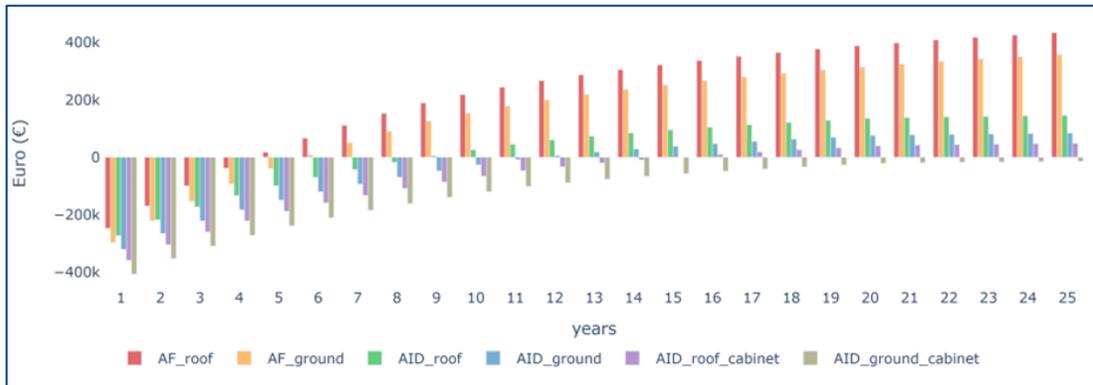
Di seguito sono invece riportati per l'impresa il Tasso Interno di Ritorno (o IRR, Internal Rate of Return), il tempo di ritorno dell'investimento e la cumulata dei flussi di cassa attualizzati, per i vari scenari proposti.

→ Tabella 4: IRR e ritorno sull'investimento per ogni scenario

Tipo di configurazione	AF		AID			
	Roof	Ground	Roof	Ground	Roof	Ground
 Roof/Ground						
 Cabina MT	No	No	No	No	Sì	Sì
 IRR (%)	32.0%	25.0%	16.7%	12.8%	10.8%	8.1%
 Ritorno dell'investimento (anni)	4.6	5.8	8.7	11.5	14.9	2.5

Nell'analisi dei flussi di cassa attualizzati, si è usato un discount rate pari all'8%.

→ Figura 10: Cumulata dei flussi di cassa attualizzati per i due scenari a confronto

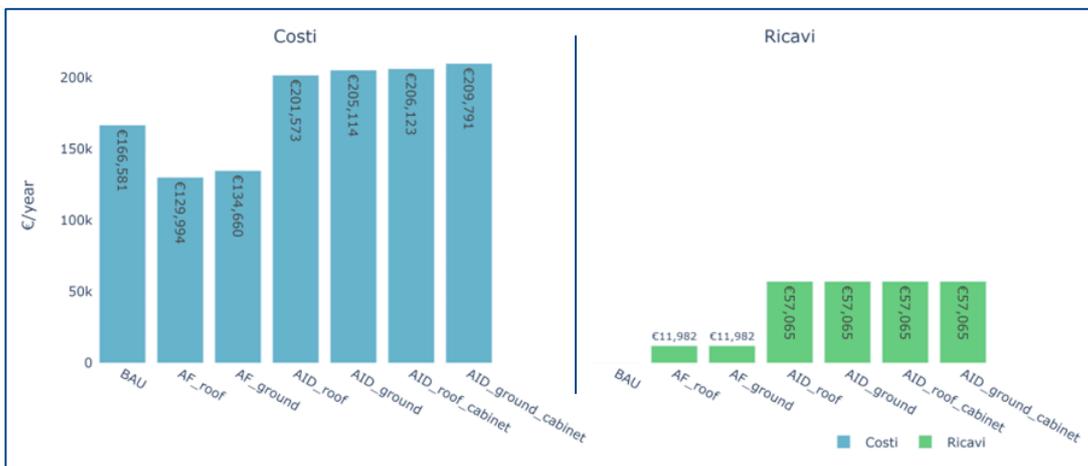


Di seguito è riportato il confronto dei costi sostenuti complessivamente dall'utente, definiti come la somma dei flussi di cassa negativi direttamente e indirettamente legati all'utilizzo di energia elettrica. Questi costi tengono quindi in considerazione le bollette di fornitura dell'energia prelevata da rete, gli investimenti sostenuti per l'impianto fotovoltaico e relativi costi operazionali (manutenzione, assicurazione, corrispettivi GSE), le tasse (IRAP e IRES), gli interessi, i costi di costituzione e gestione della configurazione.

Analogamente sono riportati i ricavi diretti legati alla presenza dell'impianto fotovoltaico e/o alla partecipazione alla configurazione oggetto di incentivazione (Ritiro Dedicato, valorizzazione Arera e incentivi).

Il calcolo viene effettuato dividendo la somma dei flussi di cassa nell'intera vita utile del progetto, inclusivi di inflazione, e divisa per il numero di anni considerato (25 in questo caso), per riportare un anno medio. Occorre quindi osservare che i ricavi saranno effettivamente maggiori nei primi 20 anni in cui è in vigore l'incentivazione.

→ Figura 11: Costi e ricavi negli scenari



Viene infine riportata la spesa energetica complessiva dell'utente (riportata in arancione), definita come la differenza tra costi e ricavi, parametro che, se messo a confronto con lo scenario BAU di riferimento, rende esplicito il risparmio complessivo legato a ogni scenario (evidenziato in rosso), che corrisponde quindi alla somma dei benefici diretti (incentivi, ritiro dedicato, valorizzazione) e indiretti (risparmio in bolletta) al netto dei costi sostenuti.

→ Figura 12: Spesa energetica complessiva negli scenari



Qualora l'azienda invece non potesse realizzare un impianto in prossimità dei consumi, l'autoconsumo virtuale dato autoconsumo a distanza porta comunque vantaggi economici legati agli incentivi, i quali inoltre, come previsto dal decreto CACER, devono in parte essere destinati a finalità sociali.



Conclusioni

Il mondo delle imprese è chiamato a partecipare e contribuire al processo di transizione energetica.

Spesso le imprese si impongono dei vincoli coerenti con le proprie policy legate alla sostenibilità e nello specifico relative al consumo di energia rinnovabile; in altri casi sono obbligate, ad esempio, per il mantenimento di alcune tipologie di agevolazioni, come quelle riservate alle imprese energivore (Green Conditionalities ed Energy Release).

Questo documento vuole essere uno strumento utile alle imprese che vogliono valutare l'installazione di un impianto alimentato a energia rinnovabile presso la propria struttura produttiva o a distanza.

L'analisi effettuata mostra come l'investimento più conveniente sia quello relativo alla possibilità di installare un impianto per l'autoconsumo fisico che permette un risparmio immediato sulla bolletta di energia elettrica. Tuttavia, in molti casi, lo spazio non è disponibile o è esaurito e la soluzione a distanza potrebbero essere un'alternativa, quando ci sono degli spazi disponibili da sfruttare: ad esempio, un magazzino con un tetto piano molto ampio o un terreno utilizzabile per la produzione di energia ovviamente rinnovabile.

In questi casi il legislatore apre ad altre possibilità di autoconsumo non più fisico ma a distanza, permettendo comunque all'impresa di produrre e consumare energia verde coerentemente con gli obiettivi, le esigenze dell'azienda e gli obblighi vigenti.

In conclusione, le simulazioni evidenziano come il risparmio in bolletta risulti essere la componente di ricavo di maggior rilevanza, in quanto il prezzo dell'autoproduzione da fotovoltaico (inclusivo di costo di investimento ed esercizio) è meno della metà del prezzo di prelievo da rete. I benefici generati dall'incentivo nella configurazione autoconsumo individuale a distanza e dalla vendita dell'energia in rete sono dello stesso ordine di grandezza dei risparmi in bolletta, con la differenza che hanno una scadenza a 20 anni, mentre l'autoconsumo diretto termina con la fine della vita utile dell'impianto (qui ipotizzato a 25 anni, ma plausibilmente superiore se correttamente mantenuto e monitorato).

Da un punto di vista economico, sebbene questo studio abbia uno scopo esemplificativo, occorre valutare attentamente le variabili di input che dipendono da caso a caso.

Nel confrontare la convenienza di un autoconsumo diretto e a distanza, il prezzo di acquisto da rete e il suo andamento nel tempo sono le variabili che pesano maggiormente. Maggiore è il prezzo dell'energia del mercato elettrico, maggiore sarà il risparmio in bolletta per l'utente finale. Occorre menzionare che, sebbene anche il ricavo da vendita in rete dell'impianto fotovoltaico aumenti, il risparmio in bolletta cresce con un incremento maggiore rispetto al prezzo di vendita per via degli oneri e servizi applicati sulla materia energia. In relazione, invece, al confronto tra il risparmio in bolletta e la tariffa incentivante, sebbene il valore sia all'incirca analogo (dell'ordine dei 130 €/MWh in entrambi i casi), l'incentivo concorre alla generazione di reddito e quindi di imponibile fiscale.

Come indicazione di massima da un punto di vista economico ed energetico, conviene produrre energia elettrica, laddove sia possibile, sul luogo stesso del consumo per un autoconsumo diretto, mettendo in condivisione gli eccessi di produzione per l'autoconsumo diffuso verso utenze che non possono autoconsumare direttamente, attraverso lo strumento delle CACER ed il relativo sistema di incentivazione. L'autoconsumo diretto, inoltre, consente anche di ridurre la quantità di energia transitante lungo la rete elettrica, riducendo la pressione sull'infrastruttura e potenzialmente facilitando la gestione dei picchi di domanda o produzione da parte degli operatori di rete.

Tralasciando invece gli aspetti meramente economici, si vuole porre attenzione all'aspetto di "Comunità" legato alle CACER.

Gli schemi di autoconsumo diffuso hanno infatti come finalità anche la generazione di valore sociale per il territorio e di creazione di un confronto e arricchimento sulle tematiche ambientali e sociali tra i dipendenti e soggetti del territorio, che è invece presente nelle CER.

Tale valore emerge se si crea una dinamica di dialogo e comunità, che in questo caso potrebbe vedere l'impresa come promotrice e attivatrice del processo, che non si verrebbe verosimilmente a creare in uno scenario di autoconsumo fisico.

In quest'ottica, lo scenario autoconsumo individuale a distanza indica una quota minima di incentivo sostanziale, indicato come Fondo Sociale, tale da contribuire a offrire servizi concreti per la collettività, di welfare aziendale per i dipendenti e contribuire a migliorare l'immagine pubblica dell'impresa nell'interazione con il territorio. Si ricorda inoltre che il Fondo Sociale qui calcolato corrisponde al minimo secondo le disposizioni del DM CACER, il quale può essere incrementabile sulla base della virtuosità dell'impresa, per aumentarne significativamente l'impatto sociale (valorizzando l'incentivo). Il peso economico dell'incentivo sul bilancio di un'azienda di questa dimensione potrebbe essere verosimilmente molto ridotto; lo stesso incentivo devoluto a iniziative di coinvolgimento dei dipendenti, delle loro famiglie e in generale di creazione di valore sociale potrebbe invece avere impatti molto rilevanti per la collettività e indirettamente per l'azienda stessa.

Elenco Dispense pubblicate

- “Intelligenza Artificiale per l’industria - Glossario” N° 01/2023
- “Ammortizzatori sociali” N° 02/2023
- “Guida alla riscossione” N° 03/2023
- “Ammortizzatori Sociali - La gestione della NASpi” N° 04/2023
- “Mestieri e competenze” N° 05/2023
- “La Parità di Genere: un’opportunità in evoluzione” N° 06/2023
- “Guida alle imposte locali” N° 07/2023
- “Disciplina delle società non operative” N° 08/2023
- “I numeri per le risorse umane” N° 09/2023
- “Guida operativa ai dottorati di ricerca con le imprese” N° 10/2023
- “Assegnazione e cessione agevolata dei beni ai soci” N° 11/2023
- “Rivalutazione terreni e partecipazioni” N° 12/2023
- “Collocamento mirato: L.68/99” N° 13/2023
- “Safety First” N° 14/2023
- “Disciplina Fiscale degli Omaggi” N° 15/2023
- “Il reddito di lavoro dipendente” N° 16/2023
- “La rivalutazione del tfr” N° 17/2023
- “Fiscalità delle auto aziendali” N° 18/2023
- “Il fornitore giusto: esserlo, sceglierlo, diventarlo” N° 19/2023
- “Comunità Energetiche Rinnovabili” N° 20/2023
- “Indagine Retributiva 2023” N° 01/2024
- “Rivalutazione terreni e partecipazioni” N° 02/2024
- “Piattaforme digitali per la condivisione di asset tra imprese” N° 03/2024
- “I numeri per le risorse umane - Edizione 2024” N° 04/2024
- “Linee guida per le Imprese sull’approccio all’Intelligenza Artificiale” N° 05/2024
- “Indagine Retributiva 2024” N° 06/2024
- “La qualità di domani” N° 07/2024

www.assolombarda.it
www.genioeimpresa.it

