



CerPedia

IL PORTALE RSE PER L'AUTOCONSUMO DIFFUSO

La normativa sull'autoconsumo diffuso



LA NORMATIVA DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI AUTOCONSUMO DIFFUSO.

Il Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso (TIAD), approvato con delibera ARERA 727/2022/R/eel regola gli scambi energetici che avvengono utilizzando la rete di distribuzione pubblica. L'autoconsumo diffuso è stato introdotto dall'Autorità a valle della pubblicazione del decreto legislativo 199/2021 e del decreto legislativo 210/2021, che definiscono: le figure degli **autoconsumatori di energia rinnovabile, dei clienti attivi** e delle **comunità energetiche rinnovabili e cittadine**. In questi decreti sono contenute le disposizioni che l'Autorità (ARERA) ha osservato per regolare le modalità di esercizio di queste figure all'interno del sistema elettrico nazionale. Nel formulare il quadro regolatorio in materia di autoconsumo diffuso sono stati adottati criteri di trasparenza ed equità favorendo, ad esempio, la partecipazione dei clienti finali anche in contesti specifici come le isole minori non interconnesse. Il Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso contiene:

- 1 le modalità di verifica del rispetto del requisito di appartenenza degli impianti e dei punti di prelievo della configurazione alla medesima cabina primaria.
- 2 I criteri di calcolo delle componenti tariffarie non applicabili all'energia condivisa dagli impianti di produzione e di prelievo della configurazione sottesi alla stessa cabina primaria.
- 3 le regole che garantiscano ai clienti finali partecipanti alla configurazione di mantenere i propri diritti ed essere soggetti a obblighi in qualità di utenti del sistema elettrico.

MODALITÀ DI VERIFICA DEI REQUISITI DI APPARTENENZA ALLA CABINA PRIMARIA.

Per attivare una configurazione d'autoconsumo diffuso, il TIAD richiede il rispetto del requisito di appartenenza degli impianti e dei punti di prelievo (POD) della configurazione alla stessa **cabina primaria**. Per aver accesso agli incentivi è inoltre indispensabile che i medesimi punti di prelievo e impianti appartengano alla **stessa zona di mercato**.

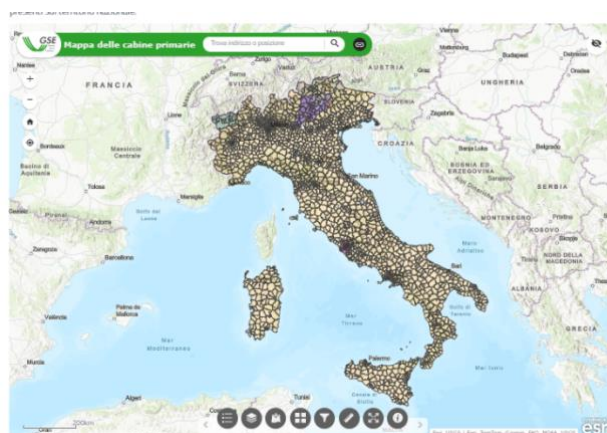
Per cabina primaria si intende *una qualsiasi stazione elettrica alimentata in alta o altissima tensione provvista di almeno un trasformatore alta/media tensione o altissima/media tensione che alimenta la rete di distribuzione o un sistema di distribuzione chiuso (SDC).*



Le zone di mercato sono invece una suddivisione del territorio nazionale in aree convenzionali in cui avviene la compravendita di energia elettrica. Le zone di mercato sono sette così composte:

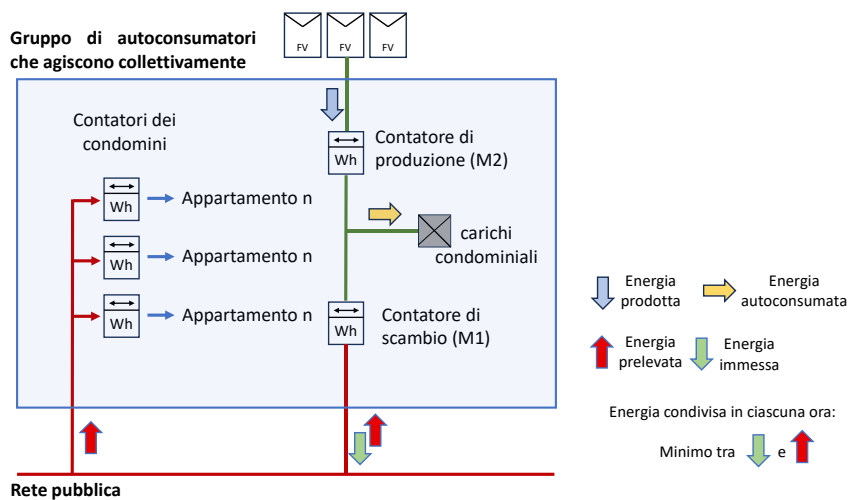
- **Nord:** Valle D’Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna.
- **Centro Nord:** Toscana, Marche
- **Centro Sud:** Umbria, Lazio, Abruzzo, Campania
- **Sud:** Molise, Puglia, Basilicata
- **Calabria**
- **Sicilia**
- **Sardegna**

Le aree idonee alla realizzazione delle configurazioni d’autoconsumo diffuso sono state identificate dalle imprese distributrici che hanno individuato, ciascuna per l’ambito territoriale di competenza, i perimetri geografici di riferimento a partire dalla reale configurazione delle proprie reti elettriche. Questi perimetri sono successivamente confluiti nella [mappa interattiva del GSE](#), che identifica i perimetri convenzionali per l’attivazione delle configurazioni d’autoconsumo diffuso.

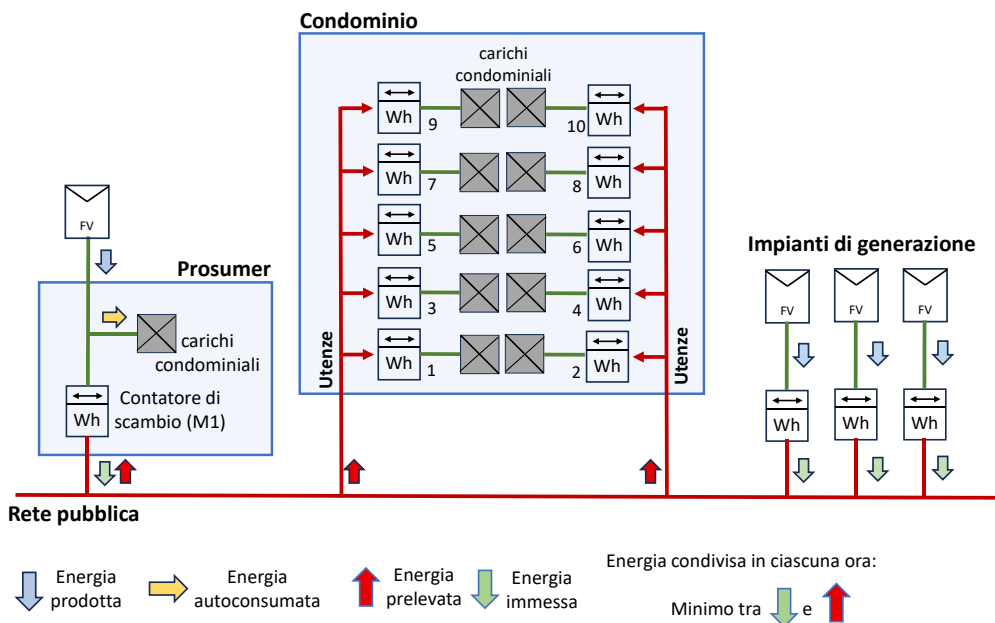


I DIRITTI E GLI OBBLIGHI DEI CLIENTI FINALI CHE PARTECIPANO ALL’AUTOCONSUMO DIFFUSO: IL MODELLO REGOLATORIO VIRTUALE.

Per regolare gli scambi energetici all’interno delle configurazioni d’autoconsumo diffuso, l’ARERA ha confermato l’utilizzo del modello regolatorio virtuale, introdotto per la prima volta attraverso la delibera 318/2020/R/eel. Questo modello regolatorio introduce un elemento di innovazione in tema d’autoconsumo ossia il concetto di **condivisione dell’energia**, che si realizza utilizzando la rete di distribuzione pubblica come elemento di unione “virtuale” tra i punti di prelievo (POD) e gli impianti della configurazione.



Comunità dell'energia



Dal punto di vista tecnico, il modello regolatorio virtuale non comporta alcuna modifica impiantistica per le configurazioni: non esistono connessioni fisiche tra le utenze di prelievo dei membri partecipanti e gli impianti a fonti rinnovabili a servizio delle stesse. Le utenze in prelievo hanno un proprio punto di accesso alla rete pubblica (**POD**) e i clienti finali organizzati in una delle configurazioni (**AUC o CER**):

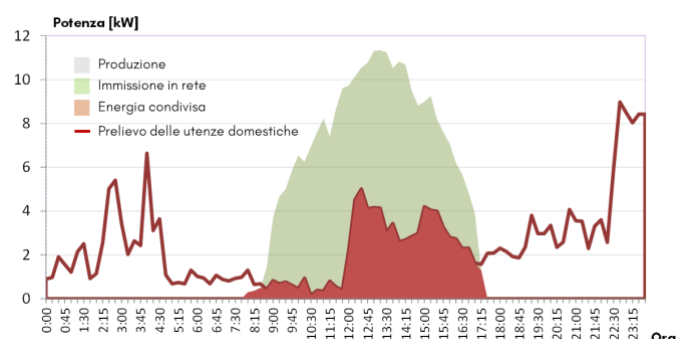
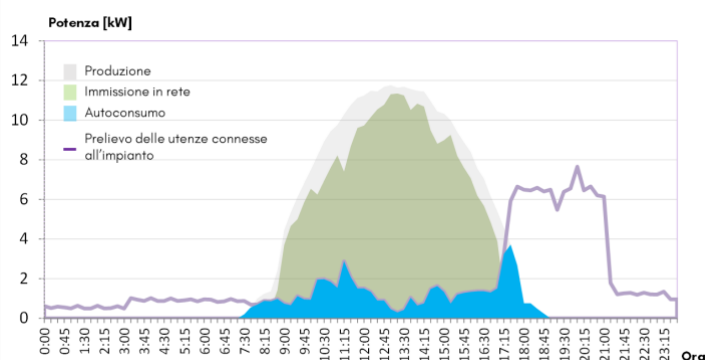
1. mantengono i loro diritti di clienti finali, compreso quello di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica;
2. possono recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati;

3. regolano i rapporti tramite un contratto di diritto privato, che tiene conto di quanto disposto nei punti 1 e 2 e che individua un soggetto responsabile del riparto dell'energia condivisa;
4. possono demandare al referente della configurazione la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso i venditori e il GSE.

L'energia condivisa Ec_t tra i membri è valutata su base oraria ed è pari al valore minimo, in ciascun periodo orario t , tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili Ei_t e la somma dell'energia elettrica prelevata dall'insieme delle utenze degli n clienti finali associati nella configurazione $Eu_{i,t}$:

$$Ec_t = \min (Ei_t, \sum_{i=1}^n Eu_{1t,2t,..nt})$$

Il modello regolatorio è stato scelto dall'Autorità per la sua semplicità di realizzazione, capacità di abilitare le configurazioni d'autoconsumo diffuso in tempi brevi e compatibili con gli obiettivi richiesti dal PNIEC al 2030 e l'assenza di duplicazioni dell'infrastruttura di rete con conseguenti maggiorazioni dei costi a carico dei clienti finali per la realizzazione della configurazione.



LE COMPONENTI TARIFFARIE NON APPLICABILI ALL'ENERGIA CONDIVISA.

Nella delibera 318/2020 l'ARERA specifica che i benefici attribuibili all'energia condivisa sono riconducibili a:

- a. **una riduzione delle perdite di rete:** dovuta al minor impegno della rete elettrica nazionale grazie allo sfruttamento locale dell'energia generata nel perimetro della configurazione;
- b. **riduzione degli investimenti:** per il potenziamento o sviluppo di nuove reti che si rende necessario al crescere della generazione a fonti rinnovabili installata.

Per i benefici attribuiti all'energia condivisa, l'Autorità riconosce la mancata applicazione di alcune componenti tariffarie, determinate in funzione della localizzazione sulla rete elettrica dei punti di immissione e di prelievo facenti parte della configurazione d'autoconsumo diffuso. Aderendo all'iniziativa d'autoconsumo diffuso, i partecipanti **rimangono soggetti al pagamento dell'energia prelevata dalla rete pubblica** ma, limitatamente alla quota di **energia condivisa, ricevono la restituzione delle componenti tariffarie** che identificano i costi evitati al sistema elettrico (contributo di valorizzazione dell'autoconsumo condiviso - CAC riportato nel TIAD).

Per i gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile e clienti attivi che operano in edifici o condomini queste componenti sono pari alla somma:

- I. del prodotto tra l'energia elettrica mensile condivisa (E_C) e la parte unitaria variabile della tariffa di trasporto ($TRAS_E$) definita per le utenze in bassa tensione;
- II. del prodotto tra l'energia elettrica mensile condivisa (E_C) e il valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze altri usi in bassa tensione (BTAU) nel mese di riferimento;
- III. della sommatoria, per livello di tensione i e ore h , dei prodotti tra l'energia elettrica condivisa per livello di tensione, il coefficiente delle perdite evitate C_{PR} (corrispondente al medesimo livello di tensione) e il prezzo zonale P_z .

Si riporta di seguito la formula di calcolo del contributo di valorizzazione per le configurazioni d'autoconsumo collettivo:

$$C_{AC} = TRAS_E \cdot E_C + BTAU \cdot E_C + \sum_{i,h} (E_{c,i} \cdot C_{PR,i} \cdot P_z)_h$$

Il coefficiente delle perdite di rete evitate C_{PR} vale:

- **1,2%** nel caso di energia elettrica condivisa con impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in **media tensione**;

- **2,6%** nel caso di energia elettrica condivisa con impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in **bassa tensione**.

Rispetto alla configurazione d'autoconsumo collettivo, che condivide energia nel perimetro di rete circoscritto all'edificio (o condominio), le comunità energetiche rinnovabili operano su una porzione più estesa della rete di distribuzione. Per tale motivo, non è possibile riconosce alle stesse un contributo per la riduzione dei costi dovuti alla distribuzione dell'energia condivisa come anche delle perdite di rete associate. In tal caso, l'Autorità riconosce alle comunità dell'energia il solo contributo che le stesse apportano alla riduzione dei costi di trasporto dell'energia:

$$C_{AC} = TRAS_E \cdot E_C$$

IL NUOVO SCHEMA DI INCENTIVAZIONE DELLE CONFIGURAZIONI D'AUTOCONSUMO DIFFUSO.

Il Decreto CER è entrato in vigore il 24 gennaio 2024 e contiene:

1. I criteri per la valutazione della tariffa incentivante da applicare all'energia condivisa dagli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni di autoconsumo diffuso definite nel TIAD;
2. I requisiti di accesso ai contributi PNRR in conto capitale fino al 40 per cento dei costi ammissibili per lo sviluppo delle comunità energetiche e delle configurazioni di autoconsumo collettivo nei comuni con popolazione inferiore ai 5.000 abitanti, che realizzano impianti a fonti rinnovabili anche abbinati a sistemi di accumulo di energia;
3. Disposizioni in merito alla modalità di riconoscimento delle componenti tariffarie stabilite nel TIAD e della vendita di energia elettrica rinnovabile a prezzo di mercato o in forma di ritiro dedicato da parte del GSE.



Gli incentivi si applicano agli impianti a fonti rinnovabili che rispettano i seguenti requisiti:

- potenza nominale massima per singolo impianto o potenziamento non superiore a 1 MW;
- configurazioni CACER realizzate rispettando gli art. 31 e 32 del Dlgs. 199/2021;
- comunità energetiche rinnovabili o configurazioni d'autoconsumo collettivo regolarmente costituite alla data di entrata in esercizio degli impianti;
- impianti di produzione e punti di prelievo facenti parte delle CACER sottesi alla stessa cabina primaria;

- rispetto dei requisiti prestazionali e di tutela ambientale (principio del “Do No Significant Harm” - non arrecare danno significativo all’ambiente);
- l’investimento concorre al raggiungimento degli obiettivi climatici contenuti nel Regolamento (UE) 2021/241 (allegato VI);
- rispetto delle specifiche disposizione riportate nell’Allegato 3 del decreto CER, nel caso di impianti a biogas o biomassa.

Un ulteriore requisito riguarda il riconoscimento della finalità sociale delle CER. In particolare, il Decreto MASE prevede che, superata la percentuale stabilita del 55% di energia condivisa (45% nel caso di accesso al contributo in conto capitale) le configurazioni d’autoconsumo diffuso devono assicurare, mediante esplicita previsione statutaria, pattuizione privatistica o, nel caso di autoconsumo individuale, con dichiarazione sostitutiva di atto notorio, che l’eventuale importo della tariffa premio eccedentario, rispetto alla percentuale stabilita, sia destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione. Occorre infine specificare che la tariffa incentivante non si applica all’energia elettrica condivisa attraverso impianti fotovoltaici realizzati in Superbonus.

IL NUOVO SCHEMA DI INCENTIVAZIONE DELLE CONFIGURAZIONI D’AUTOCONSUMO DIFFUSO.

La tariffa incentivante ha validità fino al trentesimo giorno successivo alla data del raggiungimento di un contingente di potenza incentivata pari a 5 GW, e comunque non oltre il 31 dicembre 2027 mentre, i contributi in conto capitale sono erogati fino al 30 giugno 2026 fatto salvo il preventivo esaurimento delle risorse disponibili (circa 2,2 miliardi di euro). La tariffa premio è composta da:

1. **una parte fissa** che è erogata per 20 anni¹ e che diminuisce al crescere della potenza nominale dell’impianto;
2. **una parte variabile** che è funzione del prezzo di vendita dell’energia nella zona di mercato di riferimento. Questa componente aumenta al diminuire del prezzo di vendita dell’energia nella zona di mercato.

La somma della parte fissa e della parte variabile non può superare il limite massimo stabilito dalla potenza dell’impianto (tariffa massima). Solo per gli impianti fotovoltaici, alla tariffa premio si aggiunge un **fattore di correzione** che tiene conto dei diversi livelli di insolazione nelle zone geografiche della penisola italiana.



¹ periodo di diritto alla tariffa incentivante che decorre dalla data di entrata in esercizio commerciale dell’impianto. Questo periodo è considerato al netto di eventuali fermate derivanti da cause di forza maggiore ovvero di fermate effettuate per la realizzazione di interventi di ammodernamento e potenziamento non incentivati.

ZONA GEOGRAFICA	FATTORE DI CORREZIONE
Regioni del centro Italia (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo)	4 €/MWh
Regioni del nord Italia (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto)	10 €/MWh

Si riporta di seguito i valori della tariffa fissa, di quella variabile e i complessivi massimi della tariffa premio nel caso di configurazioni che utilizzano o meno gli impianti fotovoltaici.

POTENZA NOMINALE KW	TARIFFA FISSA (*) [€/MWh]	TARIFFA VARIABILE (**) [€/MWh]	TARIFFA MASSIMA [€/MWh]	TARIFFA MASSIMA TOTALE PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI (****)		
				Sud [€/MWh]	Centro [€/MWh]	Nord [€/MWh]
P ≤ 200	80	0÷40	120	120	124	130
200 ≤ P ≤ 600	70	0÷40	110	110	114	120
P > 600	60	0÷40	100	100	104	110

(*) definita in base alla potenza dell'impianto
 (**) dipende dal prezzo zonale
 (****) comprensiva del fattore di correzione per zona geografica.

Nel caso di accesso ai contributi in conto capitale, la tariffa spettante è ridotta di un fattore F come segue:

$$TIP_{\text{conto capitale}} = TIP \cdot (1 - F)$$

Con:

TIP = tariffa premio

F = fattore di riduzione compreso tra 0 e 0,50. Assume valore nullo nel caso in cui non sia previsto alcun contributo in conto capitale mentre il valore 0,50 è attribuito nel caso di contributo in conto capitale pari al 40% dell'investimento.

Il fattore di riduzione F non si applica all'energia condivisa da punti di prelievo nella titolarità di enti territoriali e autorità locali, enti religiosi, enti del terzo settore e di protezione ambientale.

DETERMINAZIONE DEI CONTRIBUTI ECONOMICI IN FORMA DI ACCONTO MENSILE

La tariffa incentivante e il contributo di valorizzazione (C_{AC}) sono erogati dal GSE in formula di acconto mensile, stimando l'energia elettrica condivisa e valutando l'incentivo sulla base della tariffa da applicare e le modalità di calcolo di seguito riportate:

Incentivo

Il corrispettivo di acconto nel mese "m" è pari alla sommatoria dei corrispettivi di acconto calcolati per i diversi impianti (UP) facenti parte della configurazione:

$$A_{CI,m} = \sum A_{ACI,i}$$

$A_{CI,m}$: acconto mensile;

$A_{CI,i}$: corrispettivo economico di acconto per l'impianto "i".

$$A_{CI,i} = p_i \cdot \frac{H_j}{12} \cdot \alpha \cdot TIP_a$$

Dove:

P_i : potenza incentivabile dell'impianto i;

j: è la fonte di alimentazione dell'impianto i;

H: ore di immissione annuali dell'impianto i,

α : coefficiente di contemporaneità tra immissione e prelievo uguale a 0,6.

Le ore H sono stimate in base alla zona geografica di ubicazione delle risorse rinnovabili

FONTI RINNOVABILI	ORE H
Impianti fotovoltaici situati nelle regioni del nord Italia	900
Impianti fotovoltaici situati nelle regioni del centro Italia	1.050
Impianti fotovoltaici situati nelle regioni del sud Italia	1.100
Impianti eolici	1.500
Impianti idroelettrici	1.500
Impianti biogas e biomasse	5.000
Altri impianti	500

La tariffa incentivante premio d'acconto (TIP_a) si determina come segue:

$$TIP_a = (TIP_{base} + Z + FC_{zonale}) \cdot (1 - F)$$

Dove Z è il valore medio della parte variabile della tariffa che può assumere valori compresi tra 0 e 40 €/MWh ma in fase di acconto è fissata pari a 20 €/MWh.

Contributo valorizzazione costi evitati (CAC)

Il contributo in acconto è determinato stimando l'energia elettrica autoconsumata A_{ACVC} con le stesse modalità previste per l'erogazione dell'incentivo in forma di acconto mensile. Il corrispettivo di acconto del generico mese "m" è pari alla sommatoria dei corrispettivi di acconto calcolati per i diversi impianti (UP) facenti parte della configurazione

$$A_{CV,m} = \sum A_{ACV,i}$$

$A_{CV,m}$: acconto mensile contributo valorizzazione:

$A_{ACV,i}$: corrispettivo contributo di valorizzazione per l'impianto "i".

$$A_{ACV,i} = P_i \cdot \frac{H_j}{12} \cdot \alpha \cdot CU_{Afa),m}$$

Dove:

P_i : potenza dell'impianto i;

j: è la fonte di alimentazione dell'impianto i;

H: ore di immissione annuali dell'impianto i (stessi valori riportati per il calcolo dell'incentivo);

α : coefficiente di contemporaneità tra immissione e prelievo uguale a 0,6.

$CU_{Afa),m}$: pari alla parte unitaria variabile della tariffa di trasmissione (TRASE) definita per le utenze in bassa tensione.

Alla fine dell'anno il GSE esegue un conguaglio del contributo economico effettivamente spettante, sulla base delle misure di energia trasmesse dai gestori di rete.

In aggiunta ai contributi economici riportati è possibile richiedere anche il **servizio di ritiro dedicato dell'energia elettrica immessa in rete dalla configurazione**. Tale richiesta s'intende relativa a tutti gli impianti di produzione o unità di produzione la cui energia elettrica rileva per la configurazione ed è regolata nel rispetto di quanto stabilito nel medesimo contratto per il servizio di autoconsumo diffuso con il GSE. Il GSE procede alla pubblicazione del corrispettivo di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete entro il 25 del mese successivo a quello di validazione della misura. L'erogazione del corrispettivo di ritiro dell'energia elettrica immessa avviene di norma entro il mese successivo alla pubblicazione dei contributi. Nei casi in cui il soggetto Referente sia tenuto a emettere fattura, l'erogazione del corrispettivo è effettuata il mese successivo all'emissione della fattura.

Riferimenti

- Testo integrato delle disposizioni dell'autorità di regolazione per energia reti e ambiente per la regolazione dell'autoconsumo diffuso: [link](#)
- Mappa interattiva delle cabine primarie: [link](#)
- Decreto incentivi CACER: [link](#)
- Ritiro dedicato: [link](#)
- Le regole operative del GSE: [link](#)



Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico in ottemperanza al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 16 Aprile 2018.