



Novembre 2025

Rapporto esplicativo concernente la revisione di maggio 2026 dell'ordinanza sulla promozione dell'energia

Indennità di gestione

Indice

1.	Punti essenziali del progetto	1
2.	Il progetto in dettaglio	1
2.1	Necessità dell'adeguamento	1
2.2	Costi dell'energia di compensazione e modello di prezzo unico	2
2.3	Costi sistematici dell'energia di compensazione nel fotovoltaico	3
2.4	Costi dell'energia di compensazione nelle altre tecnologie.....	3
2.5	Nuovo metodo di calcolo per gli impianti fotovoltaici.....	4
2.6	Ripercussioni finanziarie per il Fondo per il supplemento rete e i gestori di impianti	6
2.7	Introduzione e disposizione transitoria.....	6
3.	Ripercussioni finanziarie, sull'effettivo del personale e di altro tipo per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni.....	7
4.	Ripercussioni sull'economia, sull'ambiente e sulla società	7

1. Punti essenziali del progetto

Fino alla fine del 2017 l'elettricità di tutti gli impianti sottoposti a una misurazione del profilo di carico era contabilizzata, immessa in rete e conteggiata come «rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica» (RIC) nel gruppo di bilancio per le energie rinnovabili (GB-ER). I gestori di impianti non avevano nulla a che vedere con la commercializzazione della loro energia elettrica. Per l'elettricità immessa in rete, il GB-ER versava all'organo d'esecuzione il prezzo di mercato di riferimento. L'organo d'esecuzione dal canto suo versava ai gestori di impianti la remunerazione per l'immissione di elettricità pari all'intero tasso di remunerazione. Dall'introduzione della commercializzazione diretta nel 2018, i gestori di impianti più grandi devono vendere la propria energia elettrica sul mercato autonomamente o con l'aiuto di un commerciante diretto nell'ambito di una remunerazione per l'immissione di elettricità. L'organo d'esecuzione versa ai gestori di impianti soltanto il premio per l'immissione in rete, ossia la differenza tra il tasso di remunerazione e il prezzo di mercato di riferimento (cfr. art. 21 cpv. 4 LEnE). La remunerazione per l'immissione di elettricità per gli impianti nella commercializzazione diretta è composta dai ricavi realizzati dai gestori sul mercato e dal premio per l'immissione di elettricità. Per evitare che ciò comporti uno svantaggio per i gestori degli impianti rispetto alla cosiddetta immissione in rete al prezzo di mercato di riferimento (cfr. art. 21 cpv. 2 in combinato disposto con l'art. 23 LEnE), viene loro versata la cosiddetta indennità di gestione. Quest'ultima compensa i costi supplementari correlati alla commercializzazione diretta, in particolare alle previsioni, alla gestione della tabella di marcia, ai collegamenti commerciali, alla fatturazione e all'energia di compensazione.

Attualmente l'indennità di gestione è composta da una quota fissa per i costi di commercializzazione (amministrazione, elaborazione di previsioni ecc.) e da una quota variabile per i costi dell'energia di compensazione. Nella commercializzazione diretta rientrano circa 1000 impianti con una produzione annua di circa 3 terawattora (TWh). Di questi circa 650 sono impianti fotovoltaici che producono solo circa 0,2 TWh all'anno.

La **quota fissa** dell'indennità di gestione per i costi di commercializzazione pari a 0,11 ct./kWh a copertura dei costi fissi rimane invariata.

La **quota variabile** dell'indennità di gestione deve invece essere adeguata a seguito di un cambiamento nel calcolo dei prezzi dell'energia di compensazione da parte della società nazionale di rete (Swissgrid SA).

2. Il progetto in dettaglio

2.1 Necessità dell'adeguamento

A partire dal 1° gennaio 2026 ci sarà una modifica sostanziale per quanto riguarda i prezzi dell'energia di compensazione. Swissgrid ha cambiato il meccanismo dei prezzi di compensazione, passando da un modello a due prezzi (prezzi short e long) a un modello di prezzo unico. In questo modo viene meno la distinzione tra prezzi short e long a favore di un prezzo unitario dell'energia di compensazione per quarto d'ora. Questo cambiamento fondamentale comporta che l'applicazione dell'attuale metodo di calcolo della parte variabile dell'indennità di gestione nel modello di prezzo unico sia sempre azzerata. Questo perché il calcolo si basa sulla differenza delle medie mensili dei prezzi short e long, che sono identici all'introduzione del modello di prezzo unico. Di conseguenza, le quote variabili dei costi non possono più essere rappresentate in modo adeguato. È pertanto necessario un riorientamento metodologico.

Con l'attuale modello a due prezzi, ogni scostamento della produzione rispetto alle previsioni (cosiddetta tabella di marcia) comporta costi dell'energia di compensazione. Con il nuovo modello di prezzo unico, d'ora in poi questi costi saranno addebitati solo per gli scostamenti dalla tabella di marcia che peggiorano l'attuale squilibrio tra produzione e consumo in Svizzera, il cosiddetto bilancio di sistema. Gli scostamenti dalla tabella di marcia a sostegno del sistema vengono invece «premiati», consentendo così

di conseguire ricavi con l'energia di compensazione. Si creano così incentivi per un bilancio di sistema equilibrato.

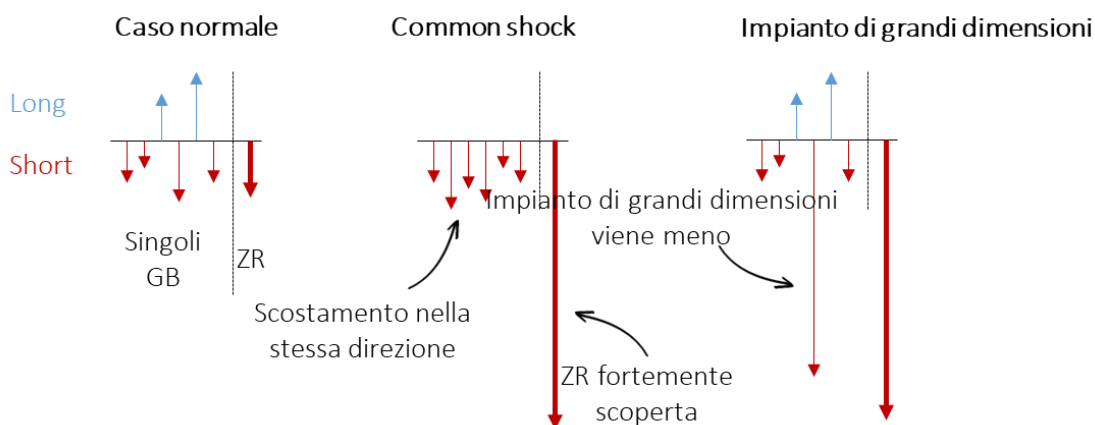
Dopo il cambiamento di sistema di Swissgrid, l'indennità di gestione per i costi dell'energia di compensazione è quindi opportuna solo per le tecnologie che generano sistematicamente tali costi.

L'UFE ha analizzato la nuova situazione con l'aiuto dell'azienda esterna Neon Neue Energieökonomik GmbH ed elaborato un nuovo metodo di calcolo per l'indennità di gestione. Lo [studio](#) (in tedesco) è pubblicato su www.bfe.admin.ch/key alla voce rapporti.

2.2 Costi dell'energia di compensazione e modello di prezzo unico

Per comprendere in che modo il modello di prezzo unico influisce sui costi dell'energia di compensazione di diverse tecnologie, è necessario considerare il meccanismo sottostante che genera costi sistematici. Nel modello di prezzo unico, i costi sistematici dell'energia di compensazione sorgono quando gli errori di previsione di una tecnologia si verificano contemporaneamente, in una certa misura e nella stessa direzione e sono correlati con il bilancio di sistema.

Nel «caso normale» gli scostamenti dei singoli gruppi di bilancio vanno in direzioni diverse: un impianto produce di più e uno di meno rispetto a quanto riportato nella tabella di marcia; il bilancio di sistema è soltanto leggermente squilibrato e non risultano costi sistematici dell'energia di compensazione. I costi sistematici dell'energia di compensazione sorgono solo in due casi: singoli impianti possono avere dimensioni tali da influire da soli in maniera significativa sul bilancio di sistema. Poiché nella commercializzazione diretta gli impianti con remunerazione per l'immissione in rete di elettricità sono piuttosto piccoli, i singoli scostamenti casuali non sono sufficienti per spostare significativamente il bilancio di sistema. I costi sistematici sorgono anche in caso di cosiddetti «**common shock**», ossia quando un errore di previsione uniforme di molti impianti di piccole dimensioni, ad esempio un cambiamento climatico su vasta scala, influisce contemporaneamente sulla produzione di energia elettrica di molti impianti nella stessa direzione.



Fonte: Studio sull'indennità di gestione, Neon Neue Energieökonomik, 2025¹

Il nuovo modello di prezzo unico di Swissgrid ne tiene conto. Gli impianti che si discostano occasionalmente dalle loro previsioni, ma che lo fanno indipendentemente da altri impianti della stessa tecnologia e non influenzano quindi il bilancio di sistema, in media non sostengono più i costi dell'energia di compensazione. Diverso è invece il caso di tipologie di impianti con errori di previsione che presentano una forte correlazione con il bilancio di sistema, ossia che immettono in rete una quantità insufficiente di elettricità quando c'è troppa poca elettricità nell'intero sistema o troppa se c'è già troppa elettricità in

¹ [Studio sull'indennità di gestione](#) (2025)

rete. Nella zona di regolazione Svizzera, come illustrato di seguito, ciò vale attualmente solo per il fotovoltaico.

2.3 Costi sistematici dell'energia di compensazione nel fotovoltaico

Con il forte potenziamento del fotovoltaico ci sono ormai ore in cui più della metà della produzione di elettricità in Svizzera proviene da impianti solari. L'effettiva immissione in rete di questi impianti dipende direttamente dall'irraggiamento solare momentaneo. La correttezza della previsione dell'energia immessa dipende quindi dall'accuratezza delle previsioni meteorologiche. Queste ultime sono sempre più precise, ma non sono perfette nonostante i progressi compiuti. Se ad esempio un fronte temporalesco arriva prima del previsto, l'immissione di elettricità è spesso ampiamente inferiore a quanto previsto. Questi cambiamenti meteorologici improvvisi e difficilmente prevedibili sono tipici *common shock*, che causano un bilancio di sistema fortemente squilibrato. Il punto fondamentale è che molti impianti fotovoltaici in Svizzera ne sono interessati contemporaneamente e quindi lo scostamento di ogni singolo impianto è legato (correlato) allo scostamento del bilancio complessivo di sistema.

Per questo motivo anche in futuro questi impianti continueranno a sostenere sistematicamente costi per l'energia di compensazione e pertanto si continuerà a versare una **quota variabile dell'indennità di gestione**.

2.4 Costi dell'energia di compensazione nelle altre tecnologie

In media gli errori di previsione delle altre tecnologie nella remunerazione per l'immissione in rete di elettricità (biomassa, geotermia, impianti di incenerimento dei rifiuti urbani, energia idroelettrica, energia eolica) non dipendono dal bilancio del sistema. Pertanto, con il passaggio al metodo del prezzo unico essi non dovranno più sostenere a medio termine costi dell'energia di compensazione. Per questo motivo non sarà nemmeno più versata **alcuna quota variabile dell'indennità di gestione per i costi dell'energia di compensazione**.

Energia eolica: anche se per l'energia eolica, come per il fotovoltaico, la stima delle condizioni meteorologiche determina in modo significativo l'accuratezza delle previsioni, non sono previsti costi sistematici dell'energia di compensazione: La quota di energia eolica rispetto alla produzione totale di energia elettrica in Svizzera è troppo esigua per poter modificare sostanzialmente il bilancio di sistema di tutta la Svizzera (nessun «common shock»).

Energia idroelettrica: la produzione di energia idroelettrica è determinata in primo luogo dai fattori idrologici (precipitazioni, scioglimento della neve) e in genere è facilmente prevedibile mediante modelli idrologici di deflusso. Inoltre molti impianti idroelettrici che beneficiano di una remunerazione per l'immissione di elettricità sono piuttosto piccoli e controllabili solo in misura limitata.

Nel caso di piccole centrali ad acqua fluente non controllabili, gli scostamenti previsionali sono di solito determinati da criteri idrologici locali e riguardano quindi solo una piccola parte dell'impianto. Gli scostamenti non sono quindi sistematicamente correlati al saldo delle zone di regolazione (nessun «common shock»). Gli errori di previsione nel corso dell'anno riguardano soprattutto impianti singoli (p. es. guasti tecnici) e in gran parte non sono quindi correlati al bilancio di sistema. Rimane un certo rischio di dispersione, ossia l'insorgere di costi o di ricavia seconda del trimestre, ma non costi sistematici dell'energia di compensazione.

Biomassa e incenerimento dei rifiuti urbani: tali impianti forniscono principalmente energia di banda e sono facilmente pronosticabili. Gli scostamenti sorgono quindi prevalentemente in singoli impianti (ad es. a causa di difetti tecnici) e non sono in relazione con il saldo della zona di regolazione. A volte seguono la stessa linea, mentre a volte sono discordanti. Nel complesso, quindi, nel sistema del prezzo unico in media non risultano costi sistematici dell'energia di compensazione.

Geotermia: finché non è in esercizio alcun impianto geotermico di produzione di energia elettrica, la questione dell'assegnazione di un'eventuale indennità di gestione non si pone.

2.5 Nuovo metodo di calcolo per gli impianti fotovoltaici

Il nuovo metodo di calcolo viene applicato in modo uniforme a tutti gli impianti fotovoltaici nella commercializzazione diretta. L'indennità deve essere calcolata **trimestralmente** per poter ammortizzare le fluttuazioni mensili. I costi o i ricavi dell'energia di compensazione possono variare notevolmente da un mese all'altro. Dato che eventuali utili non vengono prelevati, si effettua una media trimestrale per evitare remunerazioni eccessive.

Qui di seguito viene illustrato passo per passo il nuovo metodo di calcolo. I costi dell'energia di compensazione (AEK) di un singolo impianto non possono essere calcolati direttamente, poiché gli scostamenti effettivi tra l'immissione in rete e la tabella di marcia dei singoli impianti fotovoltaici non sono noti. Pertanto dapprima vengono stimati mediante una previsione semplificata i costi dell'energia di compensazione di tutti gli impianti fotovoltaici sottoposti alla misurazione del profilo di calcolo; i costi vengono denominati «costi ipotetici dell'energia di compensazione».

- (1) I costi ipotetici dell'energia di compensazione corrispondono ai costi su scala nazionale che sorgerebbero se tutti i gestori di impianti fotovoltaici utilizzassero l'immissione del giorno precedente per prevedere la propria immissione (previsione semplificata). In questo modo si calcola innanzitutto l'ipotetico scostamento previsionale di tutti gli impianti fotovoltaici. L'immissione in rete corrisponde all'immissione ogni quarto d'ora di tutti gli impianti fotovoltaici sottoposti a una misurazione del profilo di carico (come all'art. 15 cpv. 1 OPEn).

$$\text{Scostamento previsionale}_t [\text{MWh}] = \text{Immissione in rete}_t - \text{Immissione in rete}_{t-1}$$

- (2) I **costi ipotetici dell'energia di compensazione** in un quarto d'ora si ottengono moltiplicando la differenza di scostamento previsionale per la differenza di prezzo tra il prezzo day ahead² e il prezzo dell'energia di compensazione (AEP) nello stesso quarto d'ora³.

$$\text{Ipotetici AEK}_t = \text{scostamento previsionale}_t * (\text{DayAhead}_t - \text{AEP}_t)$$

Esempio di produzione inferiore a quanto previsto (short):

- *Previsione e immissione in rete il giorno precedente: 2 MWh*
- *Immissione in rete oggi: 1 MWh*
- *Prezzi dell'energia di compensazione: 200 CHF/MWh*
- *Prezzo day ahead: 100 CHF/MWh*

$$\text{Costi dell'energia di compensazione} = (1 \text{ MWh} - 2 \text{ MWh}) * (100 \text{ CHF/MWh} - 200 \text{ CHF/MWh}) = 100 \text{ CHF}$$

Esempio di produzione superiore a quanto previsto (long):

- *Previsione e immissione in rete il giorno precedente: 1 MWh*
- *Immissione in rete oggi: 2 MWh*
- *Prezzi dell'energia di compensazione: 200 CHF/MWh*
- *Prezzo day-ahead: 100 CHF/MWh*

² Il prezzo day ahead è il prezzo che viene determinato alla borsa elettrica per il giorno successivo per la regione di mercato svizzera.

³ I prezzi in EUR sono convertiti in franchi svizzeri al tasso di cambio medio mensile pubblicato dall'Amministrazione federale delle contribuzioni.

$$\text{Costi dell'energia di compensazione} = (2 \text{ MWh} - 1 \text{ MWh}) * (100 \text{ CHF/MWh} - 200 \text{ CHF/MWh}) = -100 \text{ CHF}$$

- (3) Gli **AEK ipotetici medi** in un trimestre risultano dalla somma dei costi ipotetici dell'energia di compensazione per ogni quarto d'ora divisi per l'immissione in rete di tutti gli impianti fotovoltaici sottoposti a una misurazione del profilo di carico nel trimestre corrispondente.

$$AEK \text{ ipotetici medi}_{trimestre} = \frac{\sum_{t \in trimestre} (Scostamento previsionale_t * (DayAhead_t - AEP_t))}{Immissione di elettricità_{trimestre}}$$

- (4) Gli AEK ipotetici medi basati sulla previsione semplificata sopravvalutano i costi effettivamente sostenuti. Previsioni professionali basate su dati meteorologici forniscono stime più precise che portano a minori costi dell'energia di compensazione. Per questo motivo gli AEK ipotetici vengono corretti con un fattore al fine di replicare il più precisamente possibile i costi dell'energia di compensazione che si generano nella realtà.

Di seguito viene descritto come è stata determinata la differenza tra gli AEK ipotetici e i costi effettivi dell'energia di compensazione. Negli anni 2023 e 2024 è stato calcolato il rapporto tra i costi dell'energia di compensazione per la previsione del giorno precedente e i costi dell'energia di compensazione nel caso di una previsione professionale. Le previsioni professionali si basano sui dati meteorologici forniti dal fornitore di servizi meteorologici del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili. Ne consegue che una previsione più professionale e quindi più realistica comporta in realtà costi 2,5 volte inferiori rispetto a una previsione del giorno precedente semplificata. Di conseguenza, gli AEK ipotetici vengono moltiplicati per il fattore 0,4 (risultato di 1 diviso 2,5).

$$\frac{\text{Costi energia compensazione ipotetici D-1 Previsione}_{2023-24}}{\text{Costi previsione professionale}_{2023-24}} \approx 2,5$$

$$\text{Fattore} = \frac{1}{2,5} = 0,4$$

Il fattore può cambiare nel tempo a causa del miglioramento delle previsioni. Pertanto, esso va riesaminato periodicamente e, se necessario, adeguato.

- (5) La quota variabile dell'indennità di gestione da determinare trimestralmente per gli impianti fotovoltaici è calcolata secondo la seguente formula:

$$PV - \text{indennità}_{trimestre} = \frac{\sum_{t \in trimestre} ((immissione_e - immissione_p) * (day a - AEP_t))}{immissione_{trimestre}} * \text{fattore}$$

Se dal calcolo di cui sopra risulta un valore negativo, ciò significa che nel corso di un trimestre è stato possibile realizzare utili dall'energia di compensazione. Ciò indica allo stesso tempo che la produzione degli impianti fotovoltaici ha avuto un effetto di supporto del sistema. Per compensare l'ottimizzazione del sistema, non si devono trasferire i guadagni dall'energia di compensazione. Pertanto in questo caso l'indennità per i costi dell'energia di compensazione per il trimestre in questione ammonta a 0 ct./kWh (cpv. 5).

2.6 Ripercussioni finanziarie per il Fondo per il supplemento rete e i gestori di impianti

L'indennità di gestione deve coprire i costi di commercializzazione e dell'energia di compensazione per gli impianti nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità. La variazione delle indennità dovrebbe quindi riflettere gli effettivi «costi di gestione» medi degli impianti.

In futuro i gestori di impianti non fotovoltaici non riceveranno più un'indennità per i costi dell'energia di compensazione, tuttavia non dovranno neanche più sostenere sistematicamente i costi dell'energia di compensazione. Secondo i calcoli dello studio di Neon GmbH, negli anni 2023 e 2024 si sarebbero addirittura realizzati degli utili con il modello di prezzo unico.

La seguente tabella confronta l'indennità di gestione per i costi dell'energia di compensazione nel sistema a due prezzi finora utilizzato con il nuovo metodo di calcolo del sistema di prezzo unico in ct./kWh⁴.

	2023		2024	
	Finora	Nuovo	Finora	Nuovo
Fotovoltaico (ct./kWh)	1,13	0,67	2,41	2,74
Eolico (ct./kWh)	1,13	0	2,41	0
Energia idroelettrica (ct./kWh)	0,49	0	1,00	0
Impianto di incenerimento di rifiuti urbani (ct./kWh)	0,20	0	0,37	0
Altre biomasse	0,49	0	1,00	0
Totale in mio. fr. all'anno	15,8	1,5	33,7	6

Fonte delle attuali indennità di gestione:

Pronovo.ch <https://pronovo.ch/it/servizi/rapporti-e-pubblicazioni/>

Nel 2023 e nel 2024 i costi dell'indennità di gestione ammontavano rispettivamente a 16 e a 34 milioni di franchi. Con il modello di prezzo unico, nel 2023 e 2024 i costi sarebbero ammontati rispettivamente a circa 1,5 e 6 milioni di franchi.

2.7 Introduzione e disposizione transitoria

Con l'introduzione del modello di prezzo unico per i prezzi dell'energia di compensazione, dal 1° gennaio 2026 l'applicazione dell'attuale metodo di calcolo della quota variabile dell'indennità di gestione porterebbe a un risultato pari a zero. La revisione dell'ordinanza entrerà in vigore presumibilmente il 1° luglio 2026.

Per il periodo compreso tra il 1° gennaio 2026 e l'entrata in vigore della presente revisione è versata soltanto la quota fissa dell'indennità di gestione. La quota variabile dell'indennità di gestione per gli impianti fotovoltaici viene versata a posteriori (art. 108d). Le quote variabili del primo semestre saranno versate nel terzo trimestre 2026.

⁴ Il valore previgente funge da riferimento ed è stato calcolato come valore medio dell'indennità su tutto l'anno (senza ponderazione).

Con l'introduzione del modello di prezzo unico, per le altre tecnologie viene versata soltanto la quota fissa di 0,11 ct./kWh. Poiché il calcolo dei costi dell'energia di compensazione, secondo l'attuale metodo, con il passaggio di Swissgrid al modello di prezzo unico a partire da gennaio 2026 è pari a zero per tutte le tecnologie, non è necessaria alcuna disposizione transitoria per le altre tecnologie.

3. Ripercussioni finanziarie, sull'effettivo del personale e di altro tipo per la Confederazione, i Cantoni e i Comuni

Il passaggio al modello di prezzo unico comporterà verosimilmente una riduzione complessiva dei costi dell'energia di compensazione, il che dovrebbe tra l'altro sgravare anche il Fondo per il supplemento rete. Al momento non è tuttavia possibile quantificare i costi futuri, poiché non è noto il livello dei prezzi dell'energia di compensazione.

Non si prevedono altre ripercussioni finanziarie o a livello di personale.

4. Ripercussioni sull'economia, sull'ambiente e sulla società

La modifica dell'indennità di gestione non ha alcuna conseguenza su economia, ambiente e società. L'introduzione del modello di prezzo unico per i prezzi dell'energia di compensazione da parte di Swissgrid ridurrà tuttavia i costi per il mantenimento della stabilità della rete. Come comunicato da Swissgrid il 28 marzo 2025⁵, l'introduzione del modello di prezzo unico contribuirà a rafforzare l'equilibrio tra domanda e offerta e quindi a ridurre il fabbisogno di energia di regolazione.

⁵ [Nuovo meccanismo di determinazione del prezzo per l'energia di bilanciamento dal 2026](#)