Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni DATEC

Ufficio federale dell'energia UFE
Sezione Forza idrica

28 febbraio 2025

Direttiva sull’attuazione del premio di mercato

ai sensi dell’articolo 90 capoverso 3 dell’ordinanza sulla promozione dell’energia (OPEn; RS 730.03)

Versione 7.0 del 28 febbraio 2025

Indice

Sintesi versioni 4
Elenco delle abbreviazioni 5
1. Introduzione 6
2. Condizioni quadro 6
2.1. Rilevanza giuridica della presente direttiva 7
2.2. Basi legali 7
2.2.1. Legge sull'energia e ordinanza sulla promozione dell'energia 7
2.2.2. Commenti all'ordinanza sulla promozione dell'energia 7
2.3. Diritto al premio di mercato 7
2.4. Premio di mercato e servizio universale 8
2.5. Definizione di impianto idroelettrico 8
2.6. Requisiti relativi alla chiusura contabile 9
2.7. Periodo d'esercizio 9
2.8. Delimitazioni temporali 10
2.9. Norma contabile 10
2.10. Quantità di energia che dà diritto al premio di mercato 10
3. Costi di produzione necessari per un esercizio efficiente 11
3.1. Costi d'esercizio 11
3.1.1. Altri ricavi d'esercizio 12
3.1.2. Attivazione di prestazioni proprie 12
3.1.3. Costi d'esercizio delle centrali di pompaggio 13
3.1.4. Costi per l'acquisto di energia 13
3.1.5. Costi per l'utilizzazione della rete 13
3.1.6. Materiale e prestazioni di terzi 14
3.1.7. Costi per il personale 14
3.1.8. Altri costi d'esercizio 14
3.1.9. Costi e ricavi estranei all'esercizio 14
3.1.10. Costi e ricavi straordinari 15
3.1.11. Prestazioni di servizio globali e commercializzazione 15
3.1.12. Accantonamenti per rischi aziendali 15
3.2. Costi del capitale 16
3.2.1. Ammortamenti 16
3.2.2. Costi del capitale investito 16
3.3. Tributi e prestazioni agli enti pubblici 17
3.3.1. Canoni d'acqua 17

3.3.2. Tasse di concessione 17
3.3.3. Altre prestazioni in concessione 17
3.3.4. Imposte dirette 18
3.3.5. Imposte indirette 18
4. Ricavi 18
4.1. Ricavo dal commercio di energia elettrica per il giorno seguente (mercato day-ahead) 18
4.2. Ricavi o costi di copertura dei mercati a termine 19
4.3. Ricavo dalle prestazioni di servizio relative al sistema 19
4.4. Ricavo dalle garanzie di origine 21
4.5. Ricavo dalla riserva invernale 21
Fonti: 23

Sintesi versioni

Versione	Data	Osservazioni
1.0	26 gennaio 2018	Prima edizione
2.0	25 febbraio 2019	Adeguamenti in base alle esperienze raccolte nell'anno di domanda 2018; Modifiche di tipo redazionale
3.0	21 febbraio 2020	Riferimento all'Istruzione 2/2018 della ElCom anziché all'Istruzione 3/2012
4.0	26 febbraio 2021	Piccole modifiche nei capp. 3.1.4 e 3.1.8
5.0	3 marzo 2022	Diverse integrazioni, in particolare: diritto al premio di mercato, quantità di energia, unioni di impianti
6.0	29 febbraio 2024	Chiarimento nel cap. 2.4 relativo alla computazione dei ricavi nel servizio universale (deduzione per prestazioni di servizio globali)
7.0	28 febbraio 2025	Presa in considerazione di ulteriori ricavi e degli oneri per le prestazioni di servizio globali secondo l'OPEn (stato: 1° gennaio 2025)

Elenco delle abbreviazioni

UFE	Ufficio federale dell'energia
EEX	European Energy Exchange
RU	Rimunerazione unica
ElCom	Commissione federale dell'energia elettrica
LEne	Legge del 30 settembre 2016 sull'energia (RS 730.0)
OPEn	Ordinanza del 1° novembre 2017 sulla promozione dell'energia (RS 730.03)
AAE	Azienda di approvvigionamento elettrico
GO	Garanzia di origine
RIC	Rimunerazione per l'immissione di elettricità orientata ai costi
KRSG-CH	Schema del calcolo dei costi per i costi di produzione
KRSV-CH	Schema del calcolo dei costi per i gestori della rete distribuzione svizzera
kWh	Chilowattora
kW, MW	Chilowatt, megawatt
CO	Codice delle obbligazioni del 30 marzo 1911 (RS 220)
PSRS	Prestazione di servizio relativa al sistema
LAEl	Legge sull'approvvigionamento elettrico del 23 marzo 2007 (RS 734.7)
OAEl	Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico del 14 marzo 2008 (RS 734.71)
DATEC	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni
AES	Associazione delle aziende elettriche svizzere
WACC	Weighted Average Cost of Capital; costo medio ponderato del capitale
WASTA	Statistica degli impianti idroelettrici
LUFI	Legge del 22 dicembre 1916 sulle forze idriche (RS 721.80)

1. Introduzione

Con l'entrata in vigore della revisione della legge sull'energia (LEne; RS 730.0) il 1° gennaio 2018, i gestori di grandi impianti idroelettrici con una potenza meccanica lorda media superiore a 10 MW che vendono la propria energia sul mercato al di sotto dei costi di produzione possono beneficiare di un premio di mercato. Se il rischio economico della vendita di elettricità non è assunto dal gestore ma da un proprietario/partner o da un'impresa di approvvigionamento elettrico con contratto d'acquisto a lungo termine, è quest'ultimo ad avere diritto al premio di mercato. Originariamente il premio di mercato era introdotto per una durata di soli cinque anni a partire dal 2018. Durante la sessione autunnale 2021, nel quadro dell'iniziativa parlamentare 19.443 Girod, il Parlamento ha tuttavia deciso di prorogare la durata di altri otto anni. Questa proroga non ha avuto comunque alcun influsso sulle pertinenti basi legali, rimaste invariate. Conformemente all'articolo 38 capoverso 2 LEne, il premio di mercato sarà versato per l'ultima volta nel 2031.

Finora è stato adottato un approccio semplificato per determinare l'importo del premio di mercato, a causa delle complesse strutture del settore dell'energia elettrica e per ridurre al minimo gli oneri di esecuzione. Ad esempio, non sono state prese in considerazione alcune voci, sia dal punto di vista dei ricavi che dei costi, che dovevano mantenersi all'incirca in equilibrio. L'esperienza ha dimostrato che l'approccio semplificato ha avuto come conseguenza che, in particolare per le centrali elettriche flessibili (impianti ad accumulazione, ad accumulazione con pompaggio e di pompaggio-turbinaggio), i ricavi venivano in parte sottostimati e le centrali interessate registravano quindi costi di produzione non coperti sproporzionatamente elevati. Di conseguenza, i premi di mercato tendevano a essere troppo alti. Per questi motivi, a partire dal 1° gennaio 2025 l'ordinanza sulla promozione dell'energia (OPEn; RS 730.03) è stata rivista in modo da determinare con maggiore precisione i ricavi e i costi per analogia con il premio di mercato fluttuante (introdotto anch'esso a partire dal 1° gennaio 2025). Sul fronte dei costi, ora vengono considerati anche gli oneri per le prestazioni di servizio globali e la commercializzazione dell'elettricità (art. 90 cpv. 1 lett. d OPEn, v. cap. 3.1.11). Sul fronte dei ricavi, ora, oltre ai ricavi per il commercio di energia per il giorno seguente (mercato day-ahead), vengono considerati anche i ricavi o i costi di copertura provenienti dai mercati a termine, i ricavi dalle prestazioni di servizio relative al sistema nonché i ricavi dalle garanzie di origine e dalla riserva invernale (art. 89 cpv. 1 OPEn, v. capp. 4.2–4.5).

2. Condizioni quadro

Secondo l'articolo 90 capoverso 3 OPEn, l'Ufficio federale dell'energia (UFE) determina in una direttiva i costi di produzione ovvero i costi d'esercizio e del capitale computabili.

Nella presente direttiva l'UFE mette in luce degli aspetti rilevanti per l'attuazione del premio di mercato in virtù dell'articolo 30 e seguenti LEne in combinato disposto con gli articoli 88 e seguenti OPEn.

Per quanto possibile, e sempre che ciò sia sensato per l'attuazione del premio di mercato, l'UFE parte dalle basi esistenti. Tra queste figurano i documenti provenienti dalla verifica da parte dell'ElCom dei costi di produzione per una produzione efficiente nell'ambito del servizio universale secondo l'articolo 4 capoverso 1 dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEl; RS 734.71), nonché altri documenti nel settore elettrico, come ad esempio lo schema del calcolo dei costi per i costi di produzione dell'Associazione delle aziende elettriche svizzere (AES), e dell'industria idroelettrica

svizzera, come ad esempio le analisi sui costi di produzione della gestione delle acque in Svizzera dell'Associazione svizzera di economia delle acque (SWV) e di Swisselectric. Inoltre, si tiene conto di rapporti di gestione delle centrali idroelettriche svizzere disponibili al pubblico.

2.1. Rilevanza giuridica della presente direttiva

Le direttive sono uno strumento ausiliario per interpretare una norma giuridica. Hanno una valenza superiore rispetto alle raccomandazioni (che non sono vincolanti), ma sono meno vincolanti delle ordinanze. La presente direttiva riflette il punto di vista dell'UFE. In linea di principio, non è esclusa la possibilità di deroghe motivate dalla stessa. Tuttavia, esse possono essere concesse solo se viene fornita la prova che rispettano comunque le disposizioni giuridiche alle quali si riferisce la direttiva. In caso di necessità o di modifica della legislazione, si procede al conseguente adeguamento della direttiva.

2.2. Basi legali

2.2.1. Legge sull'energia e ordinanza sulla promozione dell'energia

La LEne disciplina il premio di mercato negli articoli 30 e 31, l'OPEn negli articoli 88 e seguenti.

2.2.2. Commenti all'ordinanza sulla promozione dell'energia

Nei commenti all'OPEn, il DATEC ha illustrato nei dettagli le disposizioni dell'ordinanza all'attenzione del Consiglio federale. Tali commenti rappresentano quindi un'importante base anche per la presente direttiva.

2.3. Diritto al premio di mercato

Hanno diritto a un premio di mercato i gestori di grandi impianti idroelettrici che devono vendere l'elettricità da essi prodotta sul mercato al di sotto dei costi di produzione. Se il rischio dei costi di produzione scoperti non è assunto dal gestore dell'impianto idroelettrico ma dal suo proprietario o da un'impresa di approvvigionamento elettrico con un contratto d'acquisto, sono questi ultimi ad avere diritto al premio di mercato. Per valutare se l'energia elettrica ha dovuto essere venduta a un prezzo inferiore ai costi di produzione, si ricorre in ogni caso al prezzo del mercato day-ahead (art. 30 cpv. 4 lett. a LEne in combinato disposto con art. 89 OPEn) e ai costi di produzione secondo il metodo applicato al premio di mercato (art. 30 cpv. 4 lett. c LEne in combinato disposto con art. 90 OPEn).

Se il gestore o il proprietario di un grande impianto idroelettrico rivende l'energia elettrica ai costi di produzione o a condizioni analoghe, il rischio dei costi di produzione non coperti è trasmesso all'acquirente (art. 30 cpv. 2 LEne in combinato disposto con art. 88 cpv. 3 OPEn). In tal caso non è il venditore dell'energia ad assumersi il rischio dei costi di produzione non coperti, bensì l'acquirente di tale energia. Di conseguenza, se i costi di produzione non sono coperti, è l'acquirente e non il venditore ad avere diritto al premio di mercato. Affinché in qualsiasi caso l'UFE possa valutare chi si assume il rischio dei costi di produzione non coperti, i contratti d'acquisto di energia da impianti

idroelettrici contemplati nella domanda di ottenimento del premio di mercato devono essere inoltrati all'UFE unitamente alla domanda.

2.4. Premio di mercato e servizio universale

Sulla base dell'articolo 31 capoverso 3 LEne e dell'articolo 6 capoverso 5bis LAEl, l'elettricità non redditizia prodotta da una centrale idroelettrica può essere venduta a titolo prioritario e a costi di produzione nell'ambito del servizio universale. Per tale motivo, per determinare la quantità di elettricità che dà diritto al premio di mercato, gli aventi diritto incaricati di garantire il servizio universale devono dedurre la quantità massima di elettricità che potrebbero vendere a titolo di servizio universale (potenziale del servizio universale) (art. 31 cpv. 1 LEne). La quantità da dedurre si riduce del volume di elettricità del servizio universale proveniente da energie rinnovabili (art. 31 cpv. 2 LEne). Tuttavia, se l'avente diritto al premio di mercato ricavasse con il premio di mercato, le vendite di elettricità nel servizio universale e le entrate realizzate sui mercati rilevanti nell'ambito del premio di mercato (energia non venduta in regime di servizio universale) per l'intero portafoglio un importo maggiore rispetto a quanto necessario alla copertura dei costi di produzione dello stesso portafoglio, il premio di mercato è ridotto di conseguenza (art. 92 cpv. 3 OPEn). Per valutare se il premio di mercato si riduce in virtù dell'articolo citato, l'UFE si basa sulle tariffe effettive del servizio universale ai sensi della LAEl. Per questo motivo, nel modulo di domanda devono essere dichiarate le tariffe per tutti i grandi impianti idroelettrici contemplati nella domanda. Dal momento che dall'anno di domanda 2025 (anno contabile 2024 o anno idrologico 2023/2024) sono considerati, fino a un determinato importo, anche gli oneri per le prestazioni di servizio globali e la commercializzazione dell'elettricità (art. 90 cpv. 1 lett. d OPEn), i costi di produzione utilizzati per la determinazione delle tariffe nel servizio universale sono comparabili ai costi di produzione nell'ambito del premio di mercato. Non è più necessario correggere le tariffe del servizio universale dichiarate.

2.5. Definizione di impianto idroelettrico

Secondo l'articolo 30 LEne, i gestori di grandi impianti idroelettrici con una potenza superiore a 10 MW possono beneficiare di un premio di mercato se devono vendere l'elettricità da essi prodotta sul mercato al di sotto dei costi di produzione. È quindi chiaro che l'unità rilevante è l'«impianto idroelettrico». La statistica degli impianti idroelettrici (WASTA) dell'UFE enumera tutte le centrali idroelettriche esistenti in Svizzera con una potenza di almeno 300 chilowatt (kW). Una centrale include uno o più macchinari per la produzione di elettricità in un'unica sede. Anche eventuali pompe fanno parte della centrale. Insieme a tutte le installazioni tecniche necessarie per la produzione quali captazioni d'acqua, impianti di accumulazione, vie d'acqua, impianti elettrotecnici, costruzioni per vie di trasporto e assetto, edifici ecc., la centrale costituisce un impianto. Il termine «impianto singolo», che ricorre nell'articolo 88 OPEn, si riferisce alla centrale che produce energia elettrica, ossia al singolo impianto. Secondo l'articolo 88 OPEn hanno diritto al premio di mercato non soltanto gli impianti singoli, bensì anche le unioni di impianti se tutti i singoli impianti sono collegati sul piano idraulico e ottimizzati nell'insieme e se i costi di produzione complessivamente non sono coperti.

Il collegamento di singoli impianti sul piano idraulico è dato quando tali impianti sono collegati attraverso una via d'acqua artificiale. Per ottenere un'ottimizzazione nell'insieme, i singoli impianti devono essere esercitati e ottimizzati come un'unità. Di regola si può partire dal presupposto che nel

caso dei complessi di impianti alpini, che solitamente sono esercitati come centrali partner, vi è un collegamento idraulico e un'ottimizzazione di tutto l'insieme. Se i singoli impianti che costituiscono una centrale partner dovessero essere considerati come impianti singoli, l'attuazione del premio di mercato risulterebbe notevolmente più complicata. Invece, le centrali ad acqua fluente in sequenza a valle non soddisfano, di regola, i requisiti di un'unione di impianti, in quanto sono collegate tra loro soltanto attraverso vie d'acqua naturali; alla loro ottimizzazione nell'insieme sono quindi posti chiari limiti. Se le centrali ad acqua fluente in sequenza a valle vengono considerate come impianti singoli, l'onere di attuazione non aumenta in modo significativo. Per valutare in modo definitivo se sono soddisfatti i criteri di un'unità di impianti, occorre esaminare il singolo caso specifico.

Se, sulla base di questi criteri, si è in presenza di un'unità di impianti, vanno obbligatoriamente annoverate nella domanda tutte le centrali idroelettriche di tale unità (anche quelle con una potenza meccanica lorda media inferiore a 10 MW e quelle che sono redditizie come impianto singolo).

2.6. Requisiti relativi alla chiusura contabile

Affinché possa essere verificato il suo diritto a beneficiare del premio di mercato, il richiedente deve presentare i costi delle centrali nella forma più uniforme possibile e in modo che possano essere comparati in modo obiettivo.

Secondo gli articoli 957 e seguenti del Codice delle obbligazioni (CO; RS 220) relativi alla contabilità commerciale e alla presentazione dei conti, le persone giuridiche e altre grandi imprese sono tenute a condurre una contabilità affidabile e ad allestire conti annuali che comprendano un conto economico, un bilancio e un conto dei flussi di tesoreria nel rispetto di determinate direttive. Le grandi imprese sono tenute alla revisione obbligatoria dei loro conti annuali secondo l'articolo 727 CO. Il calcolo dei costi di produzione computabili si basa quindi su tali conti riveduti. Qui si tratta pertanto di una visione esterna e verificabile della contabilità finanziaria (nel settore elettrico tali costi sono detti talvolta «costi annui») e non della contabilità aziendale allestita per la pianificazione interna.

Molte centrali idroelettriche sono organizzate come cosiddette centrali partner nelle proprie società per azioni, motivo per cui i conti annuali certificati sono già preparati per loro. Altri impianti idroelettrici sono completamente integrati in società appartenenti al medesimo gruppo aziendale, all'interno delle quali la centrale potrebbe non costituire un'unità giuridicamente autonoma; per questa non sarebbe pertanto disponibile nessun conto annuale rivisto. In questo caso, per ragioni di chiarezza e di parità di trattamento all'interno del settore idroelettrico, per il calcolo del premio di mercato occorre procedere a un trasferimento separato dalla contabilità aziendale ai sensi di una chiusura pro forma. La verifica o la revisione di tale chiusura può svolgersi, ad esempio, mediante un rapporto di verifica di un esperto contabile indipendente secondo lo standard svizzero di revisione 920.

2.7. Periodo d'esercizio

Data l'evoluzione storica delle strutture, nel settore idroelettrico svizzero sono in uso diversi periodi d'esercizio: i più utilizzati sono l'anno civile (dal 1° gennaio al 31 dicembre) e l'anno idrologico (1° ottobre al 30 settembre). Alcune centrali, tenendo conto dei propri specifici regimi idrologici del deflusso o delle proprie specifiche strutture aziendali, allestiscono il bilancio basandosi su altri periodi d'esercizio. Per garantire una certa uniformità, in virtù dell'articolo 94 capoverso 2 lettera c OPEn, i

richiedenti presentano un conto d'esercizio in base all'anno civile o all'anno idrologico. Le chiusure basate su altri periodi d'esercizio non vengono accettate.

Se una centrale effettua una chiusura contabile basandosi su un altro periodo contabile, ai fini del calcolo del premio di mercato il gestore deve allestire un ulteriore conto d'esercizio basato sull'anno civile o idrologico, disporne la revisione e presentarlo all'UFE insieme alla domanda. L'idea alla base della regolamentazione dei periodi d'esercizio non è che i gestori nel primo e nei seguenti anni di domanda possano scegliere liberamente tra anno civile e anno idrologico, massimizzando così la possibilità di ottenere il premio di mercato, ma piuttosto che si autorizzino i periodi che i gestori di centrali idroelettriche utilizzano maggiormente, al fine di evitare oneri supplementari per la presentazione della domanda. Se più gestori presentano la domanda per ottenere un premio di mercato per le loro rispettive quote di una stessa centrale, si devono mettere d'accordo su quale periodo d'esercizio utilizzare. L'UFE infatti non accetta diversi periodi d'esercizio per differenti quote di una stessa centrale.

2.8. Delimitazioni temporali

La contabilità finanziaria di un determinato periodo d'esercizio comprende per sua natura spese e ricavi di periodi d'esercizio precedenti che si producono solo nel periodo in corso, oppure accantonamenti per futuri periodi d'esercizio. Nel calcolo del premio di mercato per un anno, le spese e i ricavi devono essere esibiti per il periodo d'esercizio rilevante. Risulta pertanto determinante il periodo di valutazione, ossia il periodo d'esercizio, e non la data di fatturazione. Se la voce di spesa include canoni per i diritti d'acqua, ad esempio rimborsi per somme pagate in eccesso in passato, questi ricavi possono essere dedotti nel calcolo del premio di mercato. Ciò che conta in questo caso è il debito per il canone per i diritti d'acqua accumulatosi nel periodo d'esercizio rilevante e non l'importo iscritto infine nella contabilità finanziaria. Le considerazioni di cui sopra si applicano analogamente alle altre voci di spese e ricavi. Anche gli accantonamenti per spese future sono accettati solo se sono necessari dal punto di vista dell'esercizio, se chiaramente attribuibili al periodo d'esercizio rilevante e se sono quindi giustificati. Lo stesso vale per lo scioglimento di accantonamenti di anni passati per ricavi non percepiti o percepiti in misura inferiore a quanto previsto.

2.9. Norma contabile

Secondo l'articolo 962 e seguenti CO, le grandi persone giuridiche sono tenute a effettuare la chiusura contabile in base a una norma contabile riconosciuta. Nel settore idroelettrico svizzero sono diffuse diverse norme contabili. L'UFE accetta tutte le chiusure contabili effettuate secondo norme contabili riconosciute.

2.10. Quantità di energia che dà diritto al premio di mercato

Per garantire il trattamento equo di tutti i richiedenti ed escludere il doppio conteggio di determinate quantità di energia, nel calcolo della quantità di energia che dà diritto al premio di mercato vanno osservati i seguenti punti: (1) fabbisogno proprio e perdita non danno diritto al premio di mercato. Nel modulo di domanda va pertanto sempre indicata la produzione netta (dopo aver detratto il fabbisogno

proprio e le perdite). Il fabbisogno proprio va detratto anche se viene coperto con energia proveniente dalla rete e non con energia di produzione propria. La produzione lorda non è rilevante per il calcolo del premio di mercato. (2) L'energia che, sulla base di obblighi derivanti da una concessione, deve essere fornita gratuitamente o a prezzo scontato all'ente pubblico (energia di concessione), per principio dà diritto al premio di mercato e pertanto non deve essere detratta dalla produzione netta. Se l'energia da fornire viene acquistata da terzi o se, anziché una fornitura fisica, è stato pattuito un indennizzo, i costi dell'acquisto da terzi o l'indennizzo possono essere computati nel quadro dei costi di produzione. Nel caso dell'energia da fornire a prezzo scontato, si tiene conto della differenza tra il prezzo del mercato day-ahead e il prezzo di ritiro dell'energia. Se per la fornitura di energia di concessione si registrano, in più, delle tasse di utilizzazione della rete, anche queste ultime possono essere considerate nel calcolo dei costi. (3) Nel caso di energia legata alla sostituzione dell'accumulo di acqua o di uno scambio di energia (energia restituita), il diritto al premio di mercato spetta per principio a colui che riceve l'energia e la vende sul mercato. In una simile centrale idroelettrica, l'energia viene così sommata alla produzione netta. Nel caso di una centrale che deve cedere l'energia, invece, quest'energia viene dedotta dalla produzione netta. Questo principio si applica anche laddove l'energia venga acquistata da terzi o laddove si sia in presenza di una compensazione puramente finanziaria. In tal caso si può tenere conto dei costi. (4) Tutte le quantità di energia vengono valutate con il prezzo day-ahead della borsa elettrica EPEX Spot (a riguardo si possono prendere in considerazione valori medi orari, mensili, stagionali o annuali).

3. Costi di produzione necessari per un esercizio efficiente

Il criterio per la computabilità dei costi di produzione è che i costi siano direttamente necessari **per una produzione efficiente**. Con il premio di mercato vengono distribuiti mezzi finanziari riscossi presso i consumatori finali attraverso il supplemento sui costi di trasporto delle reti ad alta tensione (supplemento rete). La distribuzione dei mezzi finanziari a disposizione avviene tra tutti i gestori di centrali idroelettriche con costi di produzione non coperti secondo le prescrizioni della LEne e dell'OPEn al fine di un'attuazione efficiente e mirata.

I costi di produzione necessari per un esercizio efficiente di un impianto idroelettrico comprendono i costi d'esercizio, i costi del capitale, nonché i tributi e le prestazioni agli enti pubblici come le imposte dirette (imposte sull'utile e sul capitale) e i canoni per i diritti d'acqua. Ai fini del calcolo del premio di mercato, sono computabili come costi di produzione tutti i costi di un impianto presso i terminali – ovvero dal punto di trasmissione alla rete di trasporto o di distribuzione – **in rapporto causale diretto con la produzione**. Inoltre, dall'anno di domanda 2025 sono computabili, fino a un determinato importo, anche gli oneri per le prestazioni di servizio globali e la commercializzazione di elettricità (v. cap. 3.1.11).

3.1. Costi d'esercizio

Sono considerati costi d'esercizio i costi per le prestazioni direttamente connesse all'esercizio della produzione. I costi d'esercizio computabili comprendono i costi necessari per un esercizio efficiente degli impianti (funzionamento e controllo, tecnica di gestione, allestimento dei piani previsionali,

sicurezza ecc.), nonché i costi per la manutenzione degli impianti (prestazioni di terzi e prestazioni proprie per manutenzione ordinaria e straordinaria, sostituzione ecc.).

Diversamente da altri modi di rappresentazione, nella presente direttiva i tributi e le prestazioni agli enti pubblici non rientrano tra i costi d'esercizio, ma figurano qui di seguito nel capitolo 3.3 dedicato ai tributi e alle prestazioni agli enti pubblici. Contrariamente allo schema del calcolo dei costi per i costi di produzione (KRSG) dell'AES, per i costi di produzione dell'energia idroelettrica sono rilevanti solo i costi della produzione, inclusi quelli delle centrali partner. I costi per l'acquisto e la distribuzione di elettricità - ad eccezione dell'acquisto dell'energia di pompaggio e di altra energia necessaria per la produzione valutate al prezzo del mercato day-ahead (cfr. cap. 3.1.3 e 3.1.4) – qui non sono computabili.

Non sono presi in considerazione i costi d'esercizio relativi ad attività secondarie quali ad esempio la manutenzione delle reti per l'approvvigionamento delle aree vicine (approvvigionamento della valle), la gestione di immobili (abitazioni del personale, affitto di appartamenti e immobili), le installazioni per la circolazione, nonché le installazioni turistiche quali hotel e impianti di risalita che non sono direttamente collegati con la produzione di elettricità (cfr. cap. 3.1.8 e 3.1.9).

3.1.1. Altri ricavi d'esercizio

Gli altri ricavi d'esercizio, sempre che siano in relazione diretta con la produzione, devono essere computati tra i costi di produzione e contribuire a ridurli. Tra questi rientrano ad esempio: rimborsi per tasse sull'energia versati a terzi o ricavo dalla vendita di energia prelevata da terzi (energia sostitutiva, energia di scambio, ecc.)

I ricavi stessi, provenienti dal premio di mercato, non devono essere presi in considerazione per il calcolo dei costi di produzione computabili. Il premio di mercato per l'anno contabile 2017, ad esempio, viene versato nel 2018. Nel calcolo del premio di mercato per l'anno contabile 2018 non si deve tenere conto dei pagamenti che vanno attribuiti all'anno contabile 2017.

Non vanno altresì considerati ricavi i contributi d'investimento o gli indennizzi per misure di risanamento nell'ambito dei deflussi discontinui, del materiale solido di fondo e della migrazione piscicola. Questi pagamenti sono legati a un investimento. I contributi del settore pubblico compensano o riducono il corrispondente contributo d'investimento del gestore dell'impianto. Pertanto, non si tratta di ricavi. Per il premio di mercato, nel bilancio può invece essere attivato soltanto l'investimento netto (ossia l'investimento da cui è stato detratto il sussidio).

3.1.2. Attivazione di prestazioni proprie

Nel conto economico, le prestazioni proprie iscritte all'attivo costituiscono una delimitazione temporale rispetto ai costi futuri. I costi che derivano dalle prestazioni proprie sono inseriti nel bilancio come attivo immobilizzato e in futuro verranno ripartiti in quote di ammortamento sulla base dei periodi di esercizio. Di conseguenza, i costi per le prestazioni proprie devono essere indicati nel conto economico del periodo attuale come costi negativi. Tali prestazioni proprie iscritte all'attivo devono essere computate come ricavi tra i costi di produzione e contribuiranno a ridurli.

3.1.3. Costi d'esercizio delle centrali di pompaggio

I costi dell'energia di pompaggio devono essere contabilizzati come costi computabili a prezzo di mercato. Il richiedente deve pertanto indicare nella domanda l'impiego orario delle pompe. I costi dell'energia di pompaggio risultano dalla moltiplicazione dell'impiego orario delle pompe con il prezzo orario del mercato dell'energia spot day ahead, come stabilito dall'UFE conformemente ai prezzi di regolamento della borsa dell'energia elettrica EPEX Spot. I contratti di alcune centrali partner contengono accordi che stabiliscono come deve essere valutata l'energia di pompaggio (a volte a prezzi superiori a quelli di mercato, talvolta però anche a prezzi inferiori). Questi ultimi non vengono tenuti in considerazione per il calcolo dei premi di mercato.

3.1.4. Costi per l'acquisto di energia

I costi per l'acquisto di energia comprendono i costi per l'acquisto supplementare di energia direttamente necessaria per la produzione. Si tratta ad esempio degli indennizzi finanziari per l'acqua prelevata alle altre centrali che si trovano a valle delle centrali (energia di scambio) o dei costi per il prelievo di energia dalla rete (consumo proprio). I costi per quest'energia devono essere calcolati al prezzo di mercato. Per prezzo di mercato si intende di regola la media annuale dei prezzi orari dell'energia elettrica sul mercato day-ahead. Se i costi per l'acquisto di energia si basano su un profilo orario o stagionale, l'energia può essere valutata anche al prezzo orario sul mercato day-ahead. I costi opportunità per l'energia prelevata a partire dal proprio generatore non sono computabili. Dato che le spese della produzione lorda sono prese in considerazione per il calcolo dei costi di produzione, questi comprendono anche i costi per la produzione del consumo proprio. Anche i costi dell'energia di compensazione che vengono imputati a un gruppo di bilancio in caso di deroghe dai piani previsionali e che all'interno del gruppo di bilancio vengono riversati sulle singole centrali non devono essere considerati costi per l'acquisto di energia dato che, da una parte, non costituiscono costi direttamente necessari per l'esercizio e, dall'altra, possono essere difficilmente verificati da organismi indipendenti.

3.1.5. Costi per l'utilizzazione della rete

Come dice il nome stesso, tra i costi per l'utilizzazione della rete figurano tutti i costi legati all'utilizzazione della rete. In Svizzera vige il principio del prelievo, ovvero i consumatori finali pagano al momento del prelievo dell'elettricità dalla rete versando corrispettivi per l'utilizzazione della stessa. Tali corrispettivi non si devono quindi versare nel caso di immissioni in rete. Sono perciò computabili soltanto i contributi per i costi di allacciamento alla rete e per i costi di rete, nonché altri costi per l'utilizzazione della rete che siano stati effettivamente pagati e possano essere ricondotti direttamente alla produzione di elettricità. Nel caso in cui una società che gestisce la centrale idroelettrica gestisca reti di distribuzione per la fornitura di energia elettrica ai consumatori finali e che quest'ultima non sia direttamente necessaria per la produzione di elettricità, i relativi costi non sono computabili come costi di produzione. Un'eccezione a questa regola è costituita dalle eventuali tasse di utilizzazione della rete per la fornitura di energia di concessione. In questo caso le tasse di utilizzazione della rete sono computabili.

3.1.6. Materiale e prestazioni di terzi

A questa voce si devono iscrivere tutte le prestazioni necessarie per una produzione efficiente di elettricità che sono direttamente collegate con tale produzione. Anche in questo caso non sono presi in considerazione i costi relativi ad attività secondarie quali ad esempio la gestione di immobili (abitazioni del personale, affitto di appartamenti e immobili), le infrastrutture di traffico, nonché le installazioni turistiche quali hotel e impianti di risalita e neanche quelli legati all'approvvigionamento delle aree vicine (approvvigionamento della valle). Sono fatti salvi i casi in cui il richiedente è in grado di dimostrare la diretta riconducibilità di tali costi all'esercizio.

3.1.7. Costi per il personale

Tra i costi per il personale vengono computati i costi per il personale necessario a una produzione efficiente di elettricità e che esegue compiti direttamente relazionati a quest'ultima. Sono computabili anche i contributi per le assicurazioni sociali e le casse pensioni previsti dalla legge. Negli scorsi anni diverse casse pensioni sono passate dal primato delle prestazioni al primato dei contributi, visto che quest'ultimo presenta un rischio di finanziamento inferiore per il datore di lavoro. Se la modifica del primato comporta spese per la compensazione della perdita di prestazioni del personale assicurato, tali spese sono da considerarsi straordinarie. Non possono essere prese in considerazione per il premio di mercato di un determinato anno di promozione, poiché tali spese vanno attribuite ad un periodo più lungo e non ad un anno specifico. Anche se, per qualsiasi motivo, l'esercente di una centrale cambia la cassa pensioni dei propri dipendenti, non è possibile conteggiare eventuali spese per l'acquisto di riserve di fluttuazione di valore. Tali acquisti hanno il carattere di un investimento finanziario, poiché aumentano il margine di manovra di una cassa pensioni in presenza di fluttuazioni del valore dell'investimento e non necessariamente comportano un deflusso di mezzi finanziari.

3.1.8. Altri costi d'esercizio

A questa voce possono essere iscritti gli altri costi d'esercizio direttamente relazionati con l'esercizio degli impianti di produzione, ad esempio:

- costi per noleggi, indennità per l'utilizzo e leasing;
- interessi sul diritto di superficie, indennizzi per i danni cagionati alle colture, indennità per diritti di utilizzazione;
- premi per assicurazioni di responsabilità civile, assicurazioni del patrimonio e di cose e anche eventuali franchigie per i danni alle installazioni assicurate;
- tasse fisse e variabili per la depurazione delle acque di scarico o lo smaltimento dei rifiuti.

3.1.9. Costi e ricavi estranei all'esercizio

Come dice il nome stesso, i costi e ricavi estranei all'esercizio non sono in genere necessari per un esercizio efficiente. In questa categoria rientrano ad esempio gli impianti turistici come gli edifici/hotel e le funivie, realizzati ai fini della costruzione dell'impianto e che successivamente sono utilizzati a fini turistici. Tali costi e ricavi possono essere computati solo se il richiedente dimostra che sono direttamente riconducibili all'esercizio degli impianti di produzione. Se simili impianti vengono usati sia per l'esercizio della centrale che per altri scopi, i costi e i ricavi devono essere ripartiti in maniera plausibile. Eventuali ricavi estranei all'esercizio devono essere compensati con i costi estranei all'esercizio e contribuiranno a ridurli.

3.1.10. Costi e ricavi straordinari

I costi straordinari possono essere computati tra i costi di produzione, sempre che il richiedente provi che sono direttamente riconducibili a quest'ultima. Eventuali ricavi straordinari devono essere compensati con i costi straordinari e contribuiranno a ridurli.

3.1.11. Prestazioni di servizio globali e commercializzazione

Conformemente all'articolo 90 capoverso 1 lettera d OPEn (stato: 1° gennaio 2025), dall'anno di domanda 2025 (relativamente all'anno contabile 2024 o all'anno idrologico 2023/2024), tra i costi di produzione vengono considerati anche gli oneri per le prestazioni di servizio globali e la commercializzazione dell'elettricità nei diversi mercati. Sono dunque computabili oneri per un importo di 0,40 ct./kWh per centrali ad acqua fluente e di 0,55 ct./kWh per le centrali ad accumulazione, ad accumulazione con pompaggio e di pompaggio-turbinaggio. Questi oneri computabili sono composti da costi di gestione dell'energia e di commercializzazione (0,25 ct./kWh per le centrali ad acqua fluente e 0,4 ct./kWh per le centrali ad accumulazione, ad accumulazione con pompaggio e di pompaggio-turbinaggio) e da costi di gestione aziendale e di gestione delle centrali (0,15 ct./kWh per tutti i tipi di centrali).

Le prestazioni di servizio globali e gli oneri per la commercializzazione dell'elettricità sono oneri sostenuti dagli acquirenti dell'elettricità, ovvero dalle società responsabili della gestione (azionisti, partner), e non dalla società che gestisce la centrale idroelettrica (nella maggior parte dei casi: centrale partner). Essi non compaiono quindi nei rapporti di gestione delle centrali idroelettriche.

Nei costi di gestione dell'energia e di commercializzazione rientrano i costi per la gestione della produzione di elettricità (pianificazione dell'utilizzo della centrale, determinazione dei profili di produzione, gestione dei gruppi di bilancio, analisi di mercato e sistemi informatici necessari).

I costi di gestione aziendale comprendono prestazioni della società responsabile della gestione (finanze, strategia, informatica, sicurezza), i costi per l'infrastruttura di suddetta società e per la retribuzione dei dirigenti.

La gestione delle centrali (asset management) comprende l'assistenza tecnica e amministrativa alla centrale partner da parte della società responsabile della gestione (azionista), il sostegno al consiglio d'amministrazione, i rappresentanti delle commissioni, la gestione strategica del portafoglio, lo sviluppo di progetti e l'innovazione.

3.1.12. Accantonamenti per rischi aziendali

Gli accantonamenti per rischi aziendali come ad esempio danni causati a terzi o incidenti dovuti all'insufficiente manutenzione di parti di impianti permettono di accrescere fortemente i costi di produzione annui. Dall'esterno è molto difficile capire in che misura tali accantonamenti siano necessari per una gestione razionale. Per questo, in linea di principio l'UFE non li accetta come costi di produzione computabili. I premi assicurativi per la copertura di altri rischi rientrano tra gli altri costi d'esercizio al capitolo 3.1.8.

3.2. Costi del capitale

Per costi del capitale si intendono gli ammortamenti e gli interessi sugli attivi necessari per la produzione. Anche a tali costi si applica il principio secondo il quale vengono presi in considerazione soltanto i costi necessari per un esercizio efficiente. I costi del capitale per altri valori patrimoniali non direttamente rilevanti per l'esercizio non vengono considerati. Mentre gli ammortamenti (se plausibili) includono, di regola, gli importi effettivi indicati nella contabilità finanziaria, gli interessi del capitale proprio e del capitale di terzi sono calcolati utilizzando il tasso medio di costo del capitale (weighted average cost of capital; WACC).

3.2.1. Ammortamenti

Secondo l'articolo 90 capoverso 2 OPEn, gli ammortamenti vanno effettuati in genere rispettando l'attuale prassi per l'impianto pertinente. Nei commenti all'OPEn viene precisato che si intendono gli ammortamenti ordinari e la prassi degli attori interessati. Gli ammortamenti straordinari di regola non vengono presi in considerazione per il calcolo dei costi di produzione computabili. Le modifiche alla prassi di ammortamento devono essere motivate dal richiedente e non possono essere effettuate al fine di massimizzare la possibilità di ottenere il premio di mercato.

È inoltre richiesta una prassi uniforme per ogni impianto. Se diversi proprietari di una stessa centrale chiedono il premio di mercato, devono farlo imperativamente adottando la prassi di ammortamento dell'esercente della centrale.

Secondo l'Istruzione 2/2018 della ElCom, in merito ai costi di una produzione efficiente per il calcolo delle tariffe del servizio universale secondo la contabilità aziendale, gli ammortamenti calcolatori sono effettuati in modo lineare per un periodo di tempo ogni volta più breve della durata di utilizzazione economica o della durata della concessione sulla base dei valori d'acquisto. Si parte quindi dal presupposto che tale prassi sia diffusa nel settore idroelettrico svizzero. Non è noto in quale misura il metodo di ammortamento nella contabilità finanziaria differisca da quello adottato nella contabilità aziendale del settore idroelettrico svizzero. Nella domanda, il richiedente deve perciò illustrare la prassi di ammortamento utilizzata per ogni centrale. Gli ammortamenti possono ad esempio essere calcolati in modo lineare per la durata di utilizzazione economica fino a valore residuo pari a zero o in modo lineare fino alla fine della concessione fino a valore residuo pari a zero o in modo degressivo in base alla percentuale del valore contabile residuo o in altri modi. Affinché l'UFE possa verificare la plausibilità dell'importo degli ammortamenti, i richiedenti devono indicare la prassi di ammortamento e l'importo degli ammortamenti degli ultimi cinque anni. Se l'importo degli ammortamenti relativo a un anno diverge considerevolmente da quello degli anni precedenti, il richiedente deve fornirne una motivazione nel formulario di domanda. Per garantire un'attuazione il più possibile efficiente, l'UFE esige che gli vengano fornite le cifre dettagliate relative agli ammortamenti delle singole parti delle centrali in modo non standardizzato. In caso di anomalie o sulla base di indagini a campione, l'Ufficio si riserva tuttavia di esaminare in dettaglio gli ammortamenti nel caso di determinati richiedenti o centrali.

3.2.2. Costi del capitale investito

In questa voce sono presi in considerazione i costi calcolatori del capitale investito necessario per l'esercizio mediante il principio del costo medio ponderato del capitale (weighted average cost of

capital, WACC). A questo scopo, il capitale investito necessario per l'esercizio viene moltiplicato per il relativo tasso corrente del WACC. Il capitale necessario per l'esercizio è composto dal capitale circolante netto necessario all'esercizio e dall'attivo immobilizzato.

Per il premio di mercato il capitale circolante netto necessario all'esercizio è calcolato come segue: capitale circolante meno il capitale di terzi a breve termine che non produce interessi. Ciò significa che dal capitale di terzi a breve termine possono essere dedotti tutti i capitali che producono interessi (prestiti a lungo termine con scadenza entro un anno, prestiti a breve termine, crediti, ecc.).

L'attivo immobilizzato include da un lato le immobilizzazioni, ad eccezione degli impianti estranei all'esercizio (ad es. impianti utilizzati a scopi turistici), e dall'altro gli impianti immateriali sempre che siano necessari per l'esercizio (ad es. concessioni, ma non brevetti e altri impianti immateriali. Gli investimenti finanziari (titoli, prestiti ecc.) non sono necessari per un esercizio efficiente e non possono quindi essere computati come capitale necessario per l'esercizio.

L'UFE ha incaricato l'ufficio di consulenza IFBC di elaborare la metodologia per il calcolo del WACC in una perizia. Il WACC viene determinato secondo l'allegato 3 OPEn in combinato disposto con l'articolo 13 e l'allegato 1 OAEl. Il DATEC pubblica il WACC valido per l'anno di promozione al più tardi entro la fine di marzo, basandosi sui calcoli dell'UFE fondati sui dati del mercato di capitale dell'anno precedente e previa consultazione della ElCom.

3.3. Tributi e prestazioni agli enti pubblici

Tra i tributi e le prestazioni agli enti pubblici rientrano tutti i costi in relazione diretta con la produzione di energia elettrica riconducibili a tributi e prestazioni da versare agli enti pubblici.

3.3.1. Canoni d'acqua

I canoni d'acqua devono essere computati sulla base degli importi effettivamente dovuti nell'anno considerato. Includono anche le imposte sulle centrali idroelettriche o altri tributi cantonali che devono essere versati in sostituzione dei canoni d'acqua di cui all'articolo 49 della legge sulle forze idriche (LUFI; RS 721.80). Ai fini della verifica della plausibilità dei versamenti dei canoni, il richiedente deve indicare nella domanda la potenza meccanica lorda media dell'acqua della sua centrale.

3.3.2. Tasse di concessione

Sia le tasse una tantum che quelle da versare annualmente all'ente pubblico concedente sono computabili nel quadro dei costi di produzione se costituiscono una conditio sine qua non della concessione.

3.3.3. Altre prestazioni in concessione

I costi per altre prestazioni in concessione, ad esempio le prestazioni una tantum per edifici in costruzione all'attenzione del Comune concedente o per il servizio invernale e la manutenzione delle strade, sono computabili. Presupposto: tali prestazioni devono costituire una conditio sine qua non della concessione. Secondo l'articolo 90 capoverso 1 lettera b OPEn, sono computabili anche i ricavi non realizzati sulla base dell'elettricità da fornire all'ente pubblico concedente a titolo gratuito o a un

canone ridotto. A questo fine, tale energia deve essere valutata al prezzo di mercato dell'elettricità medio spot day ahead, come definito dall'UFE. Se l'energia fornita gratuitamente o in modo eccellente si basa su un profilo orario, questo profilo può essere valutato anche al prezzo di mercato dell'elettricità medio spot day ahead. Anche le eventuali tasse di utilizzazione della rete da corrispondere a titolo complementare per la fornitura di energia di concessione sono computabili.

3.3.4. Imposte dirette

Le imposte dirette nel caso delle persone giuridiche sono le imposte sull'utile, le imposte sul capitale e eventuali altre imposte dovute.

Imposte sull'utile

La computabilità delle imposte sull'utile è disciplinata dall'articolo 90 capoverso 1 lettera c OPEn. Le imposte sull'utile vengono pertanto considerate computabili soltanto se corrispondono a un utile effettivo, ma non se sono dovute all'ente pubblico locale sulla scorta di un accordo e non sono vincolate all'utile. Con questi «accordi» si intendono in primo luogo i contratti delle centrali partner sulla base dei quali la centrale partner deve distribuire un utile fissato per contratto che viene poi tassato presso la sede della società che gestisce la centrale partner. Poiché il premio di mercato dovrebbe essere un sostegno per le centrali non redditizie, si deve partire dal presupposto che di regola non ci può essere un utile effettivo. Le imposte sull'utile non vengono pertanto prese in considerazione, a meno che il richiedente sia in grado di dimostrare l'utile effettivo.

Imposte sul capitale

Le imposte sul capitale sono computabili, sempre che siano indicate in modo chiaro mediante la dotazione di capitale della società che gestisce la centrale e che siano dovute all'ente pubblico. A questo scopo, la dotazione di capitale della società nonché le imposte sul capitale devono essere indicate nel conto annuale riveduto.

Ulteriori imposte dirette

Ulteriori imposte dirette sono computabili solo se direttamente necessarie per un esercizio efficiente, effettivamente dovute e chiaramente indicate nella chiusura contabile certificata.

3.3.5. Imposte indirette

L'articolo 90 OPEn non menziona le imposte indirette, quali ad esempio le imposte sul valore aggiunto; tali imposte non sono considerate costi computabili.

4. Ricavi

4.1. Ricavo dal commercio di energia elettrica per il giorno seguente (mercato day-ahead)

Il ricavo dal commercio di energia elettrica per il giorno seguente (mercato day-ahead) continua a essere determinato ex post sulla base del prezzo orario di mercato. La base è il profilo percorso ogni

ora con l'impianto pertinente o la somma dei profili in caso di unione di impianti. Questo profilo viene moltiplicato per il prezzo orario dell'asta day-ahead sull'EPEX Spot per la regione di mercato Svizzera.

4.2. Ricavi o costi di copertura dei mercati a termine

Inoltre, nell'ambito della determinazione dei ricavi di mercato, vengono ora presi in considerazione i ricavi o i costi di copertura sul mercato a termine conformemente all'allegato 6.1 numero 4.2.4 OPEn. Per il calcolo dei ricavi o dei costi di copertura sui mercati a termine, si parte dal presupposto che, a causa dell'imprecisione delle previsioni, sia coperto solo l'80 per cento della produzione media prevista sul mercato a termine. Si presume inoltre che la copertura avvenga con un anticipo fino a tre anni e che l'energia venga venduta costantemente. Si ipotizza la strategia di copertura seguente: vendita del 33,3 per cento della produzione da garantire nel corso dell'anno YY-3, vendita del 33,3 per cento della produzione da garantire nel corso dell'anno YY-2, vendita del 33,3 per cento della produzione da garantire nel corso dell'anno YY-1. Tramite questa strategia di copertura, all'inizio dell'anno in corso la produzione prevista del front year 1 sarà venduta all'80 per cento, quella del front year 2 al 53,3 per cento e quella front year 3 al 26,6 per cento. Le vendite a termine sono valutate con il prezzo medio dei prodotti trimestrali e annuali disponibili nell'anno in questione (YY-3 fino all'YY-1). I ricavi e i costi effettivi della copertura diventano visibili quando, per il periodo di valutazione, dai ricavi a termine vengono sottratti i costi di riacquisto di tale energia di copertura sul mercato day-ahead. Poiché il mercato svizzero a termine è poco liquido, in particolare per quanto riguarda l'orizzonte temporale più lungo, per la determinazione dei prezzi vengono utilizzati anche i mercati a termine esteri. Al momento, i gestori utilizzano principalmente i mercati a termine francese e tedesco per le operazioni di copertura a lungo termine.

4.3. Ricavo dalle prestazioni di servizio relative al sistema

Per la determinazione dei ricavi dalle prestazioni di servizio relative al sistema si applicano le disposizioni di cui all'allegato 6.1 numero 4.2.5 OPEn, ma senza dedurre i costi di opportunità (art. 89 cpv. 1 lett. b OPEn).

La partecipazione al mercato delle prestazioni di servizio relative al sistema avviene in maniera sostitutiva al mercato day-ahead. Una prestazione venduta nel mercato delle prestazioni di servizio relative al sistema non può essere offerta contemporaneamente sul mercato day-ahead. Emergono costi di opportunità: dal momento che, per il premio di mercato per i grandi impianti idroelettrici, i ricavi del mercato day-ahead sono determinati in base al profilo effettivamente percorso, questi costi di opportunità sono già considerati. Di conseguenza non devono essere dedotti nel quadro della determinazione dei ricavi dalle prestazioni di servizio relative al sistema. Nel profilo effettivamente percorso compare solamente la potenza disponibile per il mercato day-ahead.

Nel mercato delle prestazioni di servizio relative al sistema sono spesso presenti gestori che si occupano di un pool di centrali. Questa offerta comune rende difficile attribuire i ricavi realizzati alle singole centrali elettriche. Il calcolo dei ricavi di ogni centrale viene dunque effettuato sulla base dei risultati medi di mercato pubblicati da Swissgrid. I costi sostenuti da Swissgrid sono determinati separatamente per la riserva di potenza (risultati della gara) e per il dispacciamento e ripartiti tra i diversi prodotti PSRS (PRP, PRS+, PRS-, PRT+, PRT-). Questi costi sono assegnati alle singole

centrali tramite una chiave di ripartizione, partendo dal presupposto che l'85 per cento delle prestazioni di servizio relative al sistema viene fornito da centrali idroelettriche nazionali. Tale percentuale è ripartita tra (1) centrali elettriche non controllabili e centrali con una potenza inferiore ai 3 MW, (2) centrali elettriche controllabili con una potenza pari ad almeno 3 MW e (3) centrali ad accumulazione con pompaggio e di pompaggio turbinaggio. Sono considerate centrali idroelettriche controllabili quelle che dispongono di un serbatoio di accumulo con il cui contenuto può essere prodotta elettricità durante almeno sei ore a pieno carico (art. 2 lett. g OPEn). In questo ambito viene utilizzata quest'ultima nuova categoria, legata al premio di mercato fluttuante, al posto di quella degli impianti ad accumulazione di cui nella statistica WASTA. In quest'ultima statistica, gli impianti ad accumulazione sono definiti tramite la quantità di produzione invernale accumulabile. Tuttavia, l'aspetto determinante per le prestazioni di servizio relative al sistema è se il serbatoio di accumulo sia grande abbastanza da permettere un esercizio flessibile. A questo riguardo, la categoria delle centrali idroelettriche controllabili si presta meglio rispetto a quella degli impianti ad accumulazione che figurano nella statistica WASTA. Inoltre, dal momento che, in genere, le centrali con una potenza inferiore ai 3 MW non offrono in genere prestazioni di servizio relative al sistema, tali centrali sono inserite nella stessa categoria di quelle non controllabili.

Del suddetto 85 per cento di prestazioni, il 10 per cento proviene da centrali non controllabili e centrali con una potenza inferiore ai 3°MW, il 50 per cento dagli impianti idroelettrici controllabili e il 40 per cento dalle centrali ad accumulazione con pompaggio e di pompaggio turbinaggio. Inoltre, singoli prodotti PSRS non sono generalmente efficienti sotto il profilo economico per determinati tipi di centrali e non vengono pertanto presi in considerazione. Le percentuali dei prodotti PSRS non considerate per una categoria di centrale vengono ridistribuite proporzionalmente sulle categorie di centrali per le quali il prodotto in questione è redditizio. Per le centrali non controllabili e le centrali con una potenza inferiore ai 3 MW, non sono considerati i ricavi da PRP, PRS+ e PRT+; per gli impianti idroelettrici controllabili, quelli da PRP, PRS- e PRT-. Soltanto nel caso degli impianti ad accumulazione con pompaggio e di pompaggio-turbinaggio sono presi in considerazione i ricavi da tutti i prodotti PSRS.

Per ogni centrale, i costi totali per ogni prodotto PSRS di Swissgrid sono moltiplicati per la quota del settore idroelettrico svizzero rispetto a tali costi (85 per cento), in seguito per la quota del tipo di centrale e infine per la quota di potenza della specifica centrale rispetto alla potenza totale del tipo di centrale. Per calcolare la potenza totale di ogni categoria di centrali vengono impiegati i dati provenienti dalla statistica WASTA. Si ottengono così i ricavi nel mercato PSRS di ogni centrale (v. Tabella 1).

		Centrali elettriche non controllabili e centrali elettriche < 3 MW	Centrali idroelettriche controllabili ≥ 3 MW	Centrali ad accumulazione con pompaggio e di pompaggio turbinaggio ≥ 3 MW
Quota di energia idroelettrica CH nelle PSRS		85 %		
Quota dei costi di conservazione e di prelievo dell'energia		10 %	50 %	40 %
Prodotti PSRS	PRP	0%	0%	100%
	PRS+	0%	56%	44%
	PRS-	20%	0%	80%
	PRT+	0%	56%	44%
	PRT-	20%	0%	80%
Potenza della categoria di centrale		3 753 MW	10 269 MW	4 275 MW

I ricavi non vengono presi in considerazione (non redditizi)

I ricavi vengono presi in considerazione

Tabella 1: Ripartizione dei costi per le prestazioni di servizio relative al sistema (PSRS) tra i diversi tipi di centrali e prodotti PSRS presi in considerazione

4.4. Ricavo dalle garanzie di origine

Il ricavo dalle garanzie d'origine è calcolato in base alle disposizioni di cui all'articolo 30*a*^{quinquies} capoversi 4 e 5 della OPEn (art. 89 cpv. 1 lett. c OPEn).

Per quanto riguarda la forza idrica, dai valori di borsa europei degli ultimi anni emerge una correlazione tra i prezzi di mercato dell'elettricità e quelli delle garanzie di origine. Per questo motivo i prezzi delle garanzie di origine sono calcolati sulla base di una percentuale dei prezzi di mercato di riferimento conformemente all'articolo 15 OPEn. Tale percentuale è pari al 5 per cento.

Suddetto prezzo di mercato di riferimento di cui all'articolo 15 OPEn corrisponde alla media dei prezzi determinati alla borsa elettrica per il giorno successivo per la regione di mercato svizzera, ponderati in base all'effettiva immissione in rete ogni quarto d'ora degli impianti idroelettrici sottoposti a una misurazione del profilo di carico.

L'UFE calcola e pubblica ogni trimestre i prezzi di mercato di riferimento.

4.5. Ricavo dalla riserva invernale

La possibilità di ricavo dalla partecipazione alla riserva invernale è definita secondo l'ordinanza del 25 gennaio 2023 sulla riserva invernale (OREI; RS 734.722; art. 89 cpv. 1 lett. d OPEn in combinato disposto con l'allegato 6.1 numero 4.2.7 OPEn).

La riserva di energia idroelettrica fa parte della riserva invernale (art. 1 cpv. 2 OREI). La Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom) determina i valori di riferimento della riserva di energia idroelettrica per ogni inverno, tra cui, in particolare, la quantità di energia da conservare e il periodo di conservazione, che solitamente va da inizio febbraio a metà maggio. Fino al 2024 (per il periodo di conservazione da inizio febbraio a metà maggio 2025), la ElCom ha indetto una gara per la quantità di energia da conservare per la riserva idroelettrica. I ricavi dalla riserva idroelettrica erano dedotti dai

risultati della gara. Dal 2026 tutte le centrali idroelettriche ad accumulazione aventi una capacità di accumulazione pari o superiore a 10 GWh (art. 3 OREI) saranno obbligate a partecipare alla riserva idroelettrica. I partecipanti alla riserva conservano nelle proprie centrali idroelettriche ad accumulazione una quota di energia corrispondente a quella definita secondo i valori di riferimento della ElCom rispetto alla quantità di energia totale della riserva di energia idroelettrica (art. 3*a* cpv. 3 OREI). Per la conservazione di energia i partecipanti alla riserva ricevono un indennizzo forfettario il cui tasso per GWh di energia conservata è calcolato e pubblicato ogni anno dalla ElCom (art. 5*a* cpv. 1 e 2 OREI).

La procedura di richiesta del premio di mercato è strutturata come procedura ex post; il calcolo del premio di mercato si basa sui dati dell'anno precedente. Secondo i principi generali del diritto intertemporale, è determinante il diritto in vigore al momento dei fatti. Ciò significa che:

- per l'anno di domanda 2025 sono rilevanti gli indennizzi per il periodo di conservazione del 2024 (aggiudicazioni della gara del 2023);
- per l'anno di domanda 2026 sono rilevanti gli indennizzi per il periodo di conservazione del 2025 (aggiudicazioni della gara del 2024);
- dall'anno di domanda 2027 (anno contabile 2026/anno idrologico 2025/2026), per le centrali con una capacità pari ad almeno 10 GWh la partecipazione alla riserva invernale è obbligatoria e viene rimunerata con un indennizzo forfettario moderato (OREI, in vigore dall'1.1.2025).

Dal momento che l'UFE non è a conoscenza dei risultati delle gare degli anni 2023 e 2024, negli anni di domanda 2025 e 2026 la quantità di energia da conservare e il compenso per il mantenimento della riserva di ogni centrale devono essere dichiarati nella domanda di ottenimento del premio di mercato.

Dall'anno di domanda 2027 il ricavo dalla riserva invernale sarà definito in base alla capacità di accumulazione, alla quantità totale di energia da conservare e al tasso per l'indennizzo forfettario pubblicato dalla ElCom.

Fonti:

IFBC 2017	Kapitalkostensätze der Fördermassnahmen für die Grosswasserkraft, IFBC su mandato dell'UFE, 2017.
AES 2017	Kostenrechnungsschema Gestehungskosten. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz. KRSG 2017 Associazione delle aziende elettriche svizzere (AES), 2017.
AES 2015	Kostenrechnungsschema Verteilnetzbetreiber. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz. KRSV – CH 2015. Associazione delle aziende elettriche svizzere (AES), 2015.
ElCom 2018	Istruzione 2/2018 della ElCom. Prezzi di costo e contratti di acquisto a lungo termine secondo l'articolo 4 capoverso 1 dell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico.