



21 febbraio 2024

Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili: modifica dell'ordinanza sull'energia

Rapporto esplicativo per la procedura di consultazione

Indice

1.	Situazione iniziale	1
2.	Punti essenziali dell'avamprogetto.....	1
2.1	Interesse nazionale	1
2.2	Raggruppamento ai fini del consumo proprio	2
2.3	Obbligo di ritiro e di remunerazione.....	3
2.3.1	Rimunerazione al prezzo di mercato di riferimento	3
2.3.2	Rimunerazione minima per gli impianti fotovoltaici	5
2.3.3	Rimunerazione minima per le microcentrali idroelettriche.....	9
2.4	Miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità.....	9
2.5	Ulteriori modifiche necessarie a causa di modifiche a livello di legge	10
2.6	Sistema di garanzie di origine per combustibili e carburanti.....	10
3.	Conseguenze finanziarie, a livello di personale e di altro tipo per Confederazione, Cantoni e Comuni	11
4.	Conseguenze su economia, ambiente e società	11
5.	Rapporto con il diritto europeo	11
6.	Commento ai singoli articoli	12
7.	Commento all'allegato.....	29
1.	Ordinanza del 20 novembre 1996 sull'imposizione degli oli minerali (OIOM; RS 641.611) ...	29
2.	Ordinanza del 21 maggio 2008 sulla geoinformazione (OGI; RS 510.620)	30
3.	Ordinanza del 22 novembre 2006 sugli emolumenti e sulle tasse di vigilanza nel settore dell'energia (OE-En; RS 730.05)	30
4.	Ordinanza del DATEC del 1° novembre 2017 sulla garanzia di origine e l'etichettatura dell'elettricità (OGOE; RS 730.010.1)	30

1. Situazione iniziale

Il 29 settembre 2023, nell'ambito della legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili (FF 2023 2301), il Parlamento ha modificato, tra l'altro, gli articoli 10 (Piani direttori dei Cantoni), 12 (Interesse nazionale all'impiego di energie rinnovabili), 15 (Obbligo di ritiro e di remunerazione), 16 e 17 (Consumo proprio) e 32 (Bandi di gara per misure di efficienza energetica) della legge federale del 30 settembre 2016 sull'energia (LEne; RS 730.0) e ha introdotto i nuovi articoli 18a (Immissione di energia da parte della Confederazione) e 37a (Mutui di tesoreria).

Di conseguenza occorre adeguare l'ordinanza del 1° novembre 2017 sull'energia (OEn; RS 730.01), in particolare per quanto riguarda l'articolo 12 (Obbligo di remunerazione), nonché gli articoli 14, 16 e 18 (Consumo proprio), nonché introdurre i nuovi articoli 3a (Garanzie di origine della Confederazione), 7b (Delimitazione di territori adeguati), 9a (Impianti solari di interesse nazionale), 20a (Programmi a livello nazionale), 36a (Mutui di tesoreria) e 51a–51k (Miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità).

Inoltre, nello stesso avamprogetto il Parlamento ha incluso anche i nuovi articoli 9a (Incremento della produzione di elettricità d'inverno) e 15b (Potenziamenti della rete di distribuzione e delle linee di raccordo dovuti alla produzione) della legge del 23 marzo 2007 sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; RS 734.7). Ciò rende necessario un adeguamento dell'articolo 10 OEn e un nuovo articolo 9a^{bis}, quest'ultimo per disciplinare le misure di compensazione per la protezione della biodiversità e del paesaggio.

Inoltre, con la presente revisione dell'OEn viene introdotta una garanzia di origine (GO) per i biocombustibili e i biocarburanti liquidi e gassosi e per l'idrogeno di origine non biologica. Questo adeguamento dell'ordinanza non è correlato alle suddette modifiche di legge; viene eseguito per efficienza procedurale, ma congiuntamente agli adeguamenti dovuti alla revisione della legge.

2. Punti essenziali dell'avamprogetto

2.1 Interesse nazionale

Nell'articolo 12 capoverso 4 LEne il Parlamento ha deciso che il Consiglio federale – oltre agli impianti idroelettrici ed eolici – deve ora stabilire anche la grandezza e l'importanza richieste per gli impianti solari. Il Consiglio federale dà attuazione a questo compito nell'OEn.

Come in passato, nel piano direttore i Cantoni designano i territori adeguati per gli impianti idroelettrici ed eolici, e ora lo fanno anche per gli impianti solari di interesse nazionale (art. 10 cpv. 1 LEne). Nel definire i territori per gli impianti solari ed eolici devono tenere conto degli interessi della protezione del paesaggio e dei biotopi, della conservazione della foresta, nonché di quelli dell'agricoltura (protezione dei terreni coltivati e delle superfici per l'avvicendamento delle colture) (art. 10 cpv. 1^{ter} LEne). All'interno di questi territori adeguati, gli impianti solari ed eolici di interesse nazionale godono di benefici sotto il profilo del diritto materiale (cfr. art. 9a cpv. 4 LAEI). Ne consegue che la pianificazione e la realizzazione di impianti solari ed eolici si concentrano sui territori adeguati, preservando il paesaggio al di fuori di tali aree.

La priorità di principio nei territori adeguati non vale per la forza idrica, settore in cui sono i progetti della Tavola rotonda sull'energia idroelettrica e il progetto Chlus a prevalere. Sui progetti definiti con la Tavola rotonda c'è il consenso di rappresentanti dei principali operatori del settore idroelettrico (associazioni di protezione, gestori, Cantoni e Confederazione), che hanno firmato una dichiarazione congiunta. Per questi progetti devono essere previste misure di compensazione supplementari per la protezione della

biodiversità e del paesaggio (art. 9a cpv. 3 lett. e LAEI), anch'esse precisate nella presente ordinanza (art. 9^{quater}).

La priorità di principio rispetto ad altri interessi nazionali non significa che l'impianto possa essere autorizzato sempre e comunque, restando imprescindibili la valutazione del singolo caso e la ponderazione degli interessi.

Secondo l'articolo 12 capoverso 2^{bis} lettera c LENE, il divieto di impianti per l'impiego di energie rinnovabili nei biotopi e nelle riserve per uccelli acquatici e di passo non si applica se soltanto il tratto del deflusso residuale è situato nell'oggetto protetto. La disposizione stabilisce che in questi casi dovrebbe ora essere possibile una ponderazione degli interessi. Dai dibattiti parlamentari è tuttavia emerso chiaramente che gli scopi della protezione devono continuare a essere applicati senza riduzioni e non possono essere intaccati (cfr. Boll. Uff. 2023 1501). I biotopi di interesse nazionale esistenti devono essere conservati in base ai loro scopi di protezione (funzione, qualità, dimensioni, diverse funzioni e processi nonché spazi vitali meritevoli di protezione). Inoltre non occorre inserire alcuna disposizione esecutiva nell'ordinanza. Si può altresì ipotizzare che ci saranno solo pochi siti o impianti a cui si potrà applicare questa disposizione legislativa.

Infine, nell'ultimo periodo dell'articolo 12 capoverso 3 LENE il legislatore ha sancito che l'interesse nazionale prevale sugli interessi cantonali, regionali e comunali. A questo proposito, va notato che gli *interessi* nazionali o cantonali, regionali e comunali devono essere distinti dal diritto cantonale (e sulla base di quest'ultimo, eventualmente anche comunale). A questo proposito vale naturalmente la regola generale: «il diritto cantonale, indipendente, non è completamente slegato dal diritto federale; esso non può «violare il senso e lo spirito del diritto federale e pregiudicarne o addirittura vanificarne gli scopi»» (cfr. Ruch Alexander, in: Ehrenzeller Bernhard / Schindler Benjamin / Schweizer Rainer J. / Vallender Klaus A. [a c. di], Die Schweizerische Bundesverfassung. St. Galler Kommentar, 3^a ed., Zurigo / San Gallo 2014, art. 9 N 17). Tuttavia, nella ponderazione degli interessi (cfr. art. 3 cpv. 1 lett. c dell'ordinanza del 28 giugno 2000 sulla pianificazione del territorio [OPT; RS 700.1]) e sulla base del principio di proporzionalità si deve tener conto anche degli interessi che in quanto tali non derivano direttamente dal diritto cantonale, se non limitano od ostacolano in modo sproporzionato l'interesse nazionale.

2.2 Raggruppamento ai fini del consumo proprio

In relazione al consumo proprio e al raggruppamento ai fini del consumo proprio (RCP), il legislatore ha modificato la LENE in tre punti, comportando la necessità di adeguare l'OEN:

- in primo luogo, rispetto al passato il Consiglio federale può stabilire una definizione più ampia del luogo di produzione (vale a dire il perimetro entro il quale può avvenire il consumo proprio) autorizzando l'utilizzo di linee di raccordo (art. 16 cpv. 1 LENE). Il Consiglio federale si avvale ora di questa competenza consentendo agli RCP a un livello di tensione inferiore a 1 kV l'uso di linee di raccordo per il consumo proprio, compresa l'infrastruttura elettrica al punto di raccordo;
- in secondo luogo, gli RCP non sono più obbligati ad avere *un solo* punto di misurazione fisico come interfaccia con il gestore di rete, ma possono averne anche diversi (art. 17 cpv. 1 LENE). Il Consiglio federale attua quest'ultima disposizione imponendo ai gestori di rete l'obbligo di consentire i cosiddetti «RCP virtuali». Ciò significa che per creare un RCP si possono continuare a utilizzare gli attuali sistemi di misurazione intelligenti: da un lato il gestore di rete li tratta come punto di misurazione virtuale dell'RCP, e dall'altro mette a disposizione dell'RCP i dati di misurazione necessari per la contabilizzazione del consumo proprio interno all'RCP (cfr. art. 8 cpv. 4 e art. 8e dell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico [OAEI; RS 734.71] per quanto riguarda gli obblighi relativi all'installazione di sistemi di misurazione intelligenti presso gli RCP e la fornitura dei dati). La possibilità di impiegare punti di misurazione virtuali non ha alcun impatto sui requisiti per l'RCP di cui all'articolo 15 capoverso 1 OEN. La

potenza di produzione complessiva del raggruppamento deve essere pari ad almeno il 10 per cento della potenza allacciata complessiva del raggruppamento;

- in terzo luogo, è ora consentito addossare i costi per la creazione dell'RCP (p. es. per un'eventuale rete per la distribuzione interna dell'elettricità) ai suoi partecipanti attraverso il prezzo dell'elettricità (art. 17 cpv. 4 LEne). L'ordinanza prevede ora che tali costi possano essere imputati proporzionalmente ai costi dell'elettricità prodotta nell'ambito dell'RCP e ai costi dell'elettricità acquistata esternamente. Se nei costi esterni è incluso un supplemento relativo a una rete per la distribuzione interna di elettricità, la somma di tali costi non può essere superiore all'importo che i partecipanti all'RCP dovrebbero versare al gestore di rete per il prodotto elettrico standard. Per chiarezza, le disposizioni relative all'addebito dei costi per la partecipazione di locatari e affittuari di cui all'articolo 16 OEn sono ora trasferite negli articoli 16a e 16b.

Oltre alle modifiche dell'OEn derivanti dall'adeguamento della legge, i gestori di rete sono tenuti – analogamente a quanto previsto per le comunità locali di energia elettrica – a comunicare entro 14 giorni ai gestori dell'RCP le informazioni necessarie per l'istituzione dell'RCP (virtuale) in relazione alla natura della rete di distribuzione pertinente. Inoltre, viene chiarito che nei casi in cui nel perimetro dell'RCP si trovino consumatori finali che non partecipano all'RCP (p. es. in una casa plurifamiliare), il gestore di rete determina contabilmente gli acquisti di elettricità e le immissioni dell'RCP e degli altri consumatori finali, così da non rendere necessarie installazioni aggiuntive.

2.3 Obbligo di ritiro e di remunerazione

Il Parlamento ha modificato l'obbligo di ritiro e di remunerazione dei gestori di rete secondo l'articolo 15 LEne, in particolare per quanto riguarda l'importo della remunerazione per l'elettricità generata da energie rinnovabili e immessa nella rete di distribuzione. I gestori degli impianti e i gestori delle reti di distribuzione possono concordare l'importo della remunerazione come in passato (cpv. 1). Il legislatore ha introdotto un cambiamento di paradigma per i casi in cui non si raggiunge un accordo, stabilendo che ora l'ammontare della remunerazione si basi sul prezzo di mercato medio trimestrale al momento dell'immissione. Il Consiglio federale determina tale prezzo di mercato medio trimestrale ai sensi della LEne come prezzo di mercato di riferimento ai sensi dell'articolo 15 capoverso 1 dell'ordinanza del 1° novembre 2017 sulla promozione dell'energia (OPEn; RS 730.03). Lo determina quindi come 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 di ciascuna tecnologia sottoposti a una misurazione del profilo di carico. Si vengono così a creare – diversamente dal diritto previgente – condizioni di remunerazione uniformi su tutto il territorio nazionale. Inoltre, la media trimestrale del prezzo di mercato protegge i produttori dalle sue fluttuazioni a breve termine. Come ulteriore forma di tutela dei produttori contro le congiunture di bassi prezzi di mercato, nell'articolo 15 capoverso 1^{bis} LEne il legislatore ha introdotto per gli impianti con una potenza fino a 150 kW remunerazioni minime che dovrebbero garantire l'ammortamento degli impianti di riferimento per tutta la loro durata di vita anche in condizioni di prezzi di mercato trimestrali molto bassi. Come in precedenza, l'obbligo di ritiro e di remunerazione di cui all'articolo 15 LEne si riferisce solo all'«elettricità grigia» immessa in rete; non è perciò regolamentato il ritiro delle GO e i gestori di rete sono liberi anche di ritirarle e remunerarle.

L'obbligo di ritiro e di remunerazione per l'elettricità da impianti di cogenerazione forza-calore e per il biogas non è stato modificato.

2.3.1 Rimunerazione al prezzo di mercato di riferimento

Per illustrare gli effetti della nuova regolamentazione sulla remunerazione delle immissioni da impianti fotovoltaici si prende come esempio il periodo a partire dal 2018. Si mostra l'impatto che i prezzi di mercato finora applicati avrebbero avuto sulla remunerazione secondo il nuovo articolo 15 LEne.

Dal 2018 l'Ufficio federale dell'energia (UFE) rileva separatamente e pubblica¹ il prezzo di mercato di riferimento trimestrale per il fotovoltaico e altre tecnologie. Figura 1 si vede l'andamento dei due prezzi di mercato di riferimento. Dopo una fase di prezzi di mercato piuttosto bassi tra il 2018 e il 2020, ci sono state forti oscillazioni giungendo a prezzi molto elevati e a partire dal 2023 una stabilizzazione degli stessi. Nel complesso, negli ultimi sei anni i gestori di impianti fotovoltaici avrebbero ricevuto una remunerazione media di 10.3 ct./kWh per l'energia immessa in rete, senza considerare l'imposta sul valore aggiunto (IVA) eventualmente da aggiungere a tale importo.

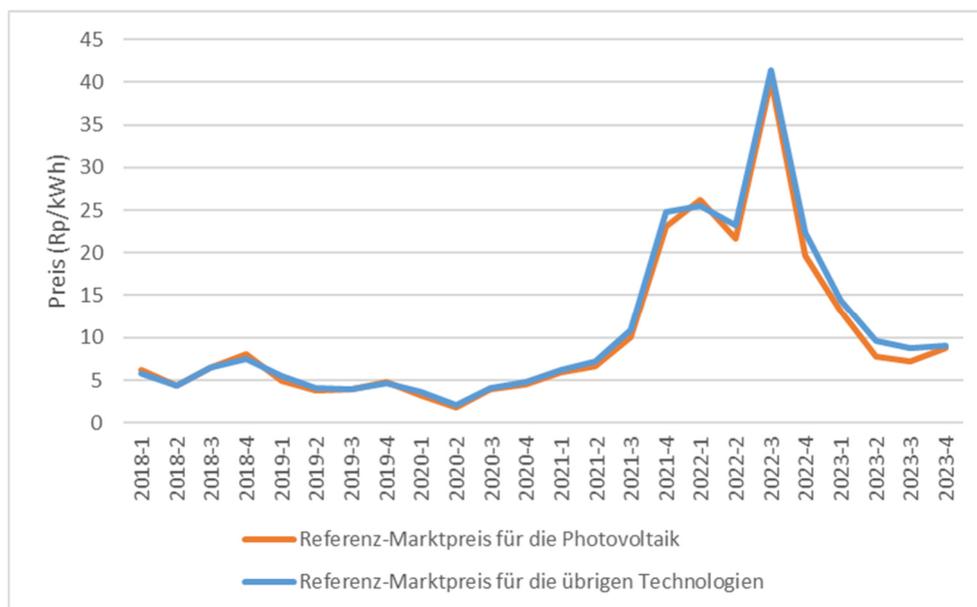


Figura 1: Andamento del prezzo di mercato di riferimento trimestrale per il fotovoltaico dal 2018 (Prezzo di mercato di riferimento per il fotovoltaico = Referenz-Marktpreis für die Photovoltaik; Prezzo di mercato di riferimento per le altre tecnologie = Referenz-Marktpreis für die übrigen Technologien; Prezzo (ct./kWh) = Preis (Rp/kWh)

A ciò si aggiungono i ricavi derivanti dalla cessione di GO per il plusvalore ecologico dell'elettricità, che non si applica all'obbligo di ritiro e di remunerazione di cui all'articolo 15 LEnE. Tuttavia, nel 2023 la maggior parte dei gestori di rete ha comunque ritirato GO nel proprio comprensorio su base volontaria. Lo indica il rilevamento annuale dell'Associazione dei produttori di energia indipendenti (VESE)², secondo il quale per gli impianti con una potenza inferiore a 30 kW il prezzo delle GO nel 2023 è stato di 2.9 ct./kWh³. Nel 2023 l'84 per cento della popolazione svizzera ha potuto beneficiare di questo ritiro volontario da parte dei gestori di rete. Per gli impianti con una potenza compresa fra 30 e 150 kW, nel 2023 il prezzo è stato di 2.4 ct./kWh con una copertura dell'80 per cento della popolazione.

L'andamento del ritiro di GO e della relativa remunerazione negli ultimi anni è illustrato nella Tabella 1. Come si può notare, negli ultimi sei anni gli impianti con una potenza inferiore a 30 kW avrebbero ricevuto come media ponderata 3.2 ct./kWh per le GO, quelli fra 30 e 150 kW 2.4 ct./kWh. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Tabella 1: Andamento delle condizioni di ritiro volontario e remunerazione di GO da parte dei gestori di rete: percentuale della popolazione che beneficia del ritiro e prezzi di ritiro ponderati in base al numero di clienti serviti per due classi di potenza.

In combinazione con il prezzo di mercato di riferimento, negli ultimi sei anni nei comprensori in cui vi è ritiro di GO sarebbero dunque risultate remunerazioni medie rispettivamente di 13.5 e 12.7 ct./kWh per queste due classi di potenza. Tale considerazione non tiene conto dell'IVA che si dovrebbe eventual-

¹ www.bfe.admin.ch > Promozione > Rimunerazione per l'immissione > Prezzo di mercato > [Prix de marché de référence selon l'art. 15 OEnER \(non disponibile in italiano\)](#)

² www.vese.ch > pvtarif.ch > Experten Modus > [API Interface](#); i dati sono stati analizzati dall'UFE

³ Media ponderata in base al numero di clienti serviti

mente aggiungere a tale importo. Nel complesso si tratta di livelli significativamente superiori alle remunerazioni previste dal diritto vigente, che in questo periodo sono state in media di 10.2 ct./kWh per i piccoli impianti con una potenza fino a 10 kW⁴.

2.3.2 Rimunerazione minima per gli impianti fotovoltaici

Di seguito si illustrano i parametri quadro per la redditività degli impianti di riferimento e se ne traggono alcune ipotesi. Sulla base di questi parametri si calcola poi l'ammontare delle diverse remunerazioni minime. Per il fotovoltaico si definiscono tre impianti di riferimento e di conseguenza tre remunerazioni minime. I casi considerati si ispirano alle due classi di potenza impiegate per la remunerazione unica, ossia impianti da 0 a meno di 30 kW e impianti da 30 a 150 kW; inoltre, per questo secondo gruppo si distingue tra impianti con e senza consumo proprio. Le ipotesi per i tre impianti di riferimento sono riassunte nella Tabella 2; in seguito viene fornita una motivazione delle singole ipotesi formulate.

Ipotesi per gli impianti di riferimento

Potenza	KW	15	90	90
Gestore soggetto a IVA		No	Sì	Sì
Quota di consumo proprio	Percentuale	40	60	0
Tariffa elettrica	ct./kWh	29.0 (IVA incl.)	23.6 (IVA escl.)	Non pertinente, nessun consumo proprio
Costi di installazione spec.	CHF/kW	2 650 (IVA incl.)	1 554 (IVA escl.)	1 554 (IVA escl.)
Costi totali	CHF	39 750 (IVA incl.)	139 860 (IVA escl.)	139 860 (IVA escl.)
Rimunerazione unica	CHF	5 700	28 800	40 500
WACC	Percentuale	4,55	4,55	4,55
Deduzione fiscale	CHF	6 810	22 212	19 872
Rendimento spec. all'inizio dell'esercizio	kWh/kW	1 000	1 000	1 000
Degrado dei moduli	Percentuale all'anno	0,15	0,15	0,15
Costi di manutenzione	ct./kWh	3	2	2
Durata di vita	Anni	25	25	25
Ricavi GO	ct./kWh	2.4 (IVA incl.)	1.7 (IVA escl.)	1.7 (IVA escl.)

Tabella 2: Ipotesi di redditività per gli impianti di riferimento per la determinazione delle tariffe minime.

Potenza e imposta sul valore aggiunto (IVA)

Gli impianti con una potenza di 15 e 90 kW corrispondono alle dimensioni di impianti consuete nelle due classi considerate. Una potenza di 15 kW corrisponde alla media degli impianti con una potenza inferiore a 30 kW notificati per la promozione, 90 kW alla media degli impianti notificati nella classe di potenza tra 30 e 150 kW. Pertanto gli impianti con queste potenze sono utilizzati come impianti di riferimento. Date le loro dimensioni, gli impianti con potenza di 15 kW vengono installati principalmente su case unifamiliari. I gestori sono generalmente privati a cui viene addebitata l'IVA sull'investimento in un

⁴ www.vese.ch > Medien / Downloads > Medienmitteilungen > 19. September 2022 > [Vergütungen von Solarstrom 2015-2023 \(non disponibile in italiano\)](#)

impianto fotovoltaico o su altri costi (p.es l'acquisto di elettricità). Poiché essi stessi in genere non sono soggetti all'IVA, non possono chiedere una deduzione dell'imposta precedente e l'onere fiscale ricade su di loro. Un impianto con una potenza di 90 kW ha una superficie modulare di circa 450 m². Pertanto si presume che generalmente venga gestito da un'azienda. Contrariamente ai privati non soggetti all'IVA, tali gestori possono chiedere una deduzione dell'imposta precedente sui loro investimenti per un impianto fotovoltaico o altri costi. Di conseguenza, per il calcolo delle remunerazioni minime sono state fatte ipotesi diverse per ogni impianto di riferimento per quanto riguarda l'IVA.

Quota di consumo proprio

Per determinare le quote di consumo proprio sono stati utilizzati i dati di misurazione registrati da Pronovo. Per gli impianti per il consumo proprio a partire da 30 kVA di potenza allacciata dell'invertitore, il gestore di rete misura e trasmette a Pronovo la produzione e l'immissione in rete. In questo modo è possibile determinare direttamente il consumo proprio. Tuttavia, sotto il livello di 30 kVA di potenza allacciata viene misurata e comunicata a Pronovo soltanto la quantità di elettricità immessa in rete. Per determinare la quota di consumo proprio, quindi, è stata calcolata la produzione annua per impianto, moltiplicando la rispettiva potenza installata per il rendimento specifico medio osservato annualmente in Svizzera. Tra il 2020 e il 2022, la quota di consumo proprio media è stata del 37 per cento per gli impianti con una potenza inferiore a 30 kW e del 60 per cento per gli impianti con potenza compresa tra 30 e 150 kW. Anche un rilevamento dell'UFE⁵ ha registrato una quota del 60 per cento per gli impianti sopra i 30 kW. Per gli impianti fino a 30 kW di potenza, invece, dal rilevamento è emersa una quota di consumo proprio del 45 per cento; per questa categoria di impianti qui si considera quindi un valore del 40 per cento. Sopra i 30 kW si può inoltre presumere che si realizzeranno anche impianti senza consumo proprio, come dimostrano anche le crescenti iscrizioni a Pronovo per la remunerazione unica elevata⁶ per questo tipo di impianti. Poiché questi impianti, analogamente alle microcentrali idroelettriche (v. par. successivo), non possono beneficiare dei ricavi derivanti dal consumo proprio, viene stabilita una tariffa minima ad hoc. Per gli impianti con una potenza inferiore a 30 kW si rinuncia a questa distinzione, essendo praticamente sempre realizzati con consumo proprio.

Tariffe elettriche

Per stabilire i ricavi derivanti dal consumo proprio sono state utilizzate le tariffe elettriche medie dei consumatori finali tipici negli ultimi tre anni (dal 2022 al 2024) secondo la Commissione federale dell'energia elettrica (EiCom)⁷. Per gli impianti da 15 kW sono state impiegate le tariffe dei consumatori finali con tariffa H4 IVA inclusa, per quelli da 90 kW i consumatori finali con tariffa C3 IVA esclusa.

Costi di installazione specifici, remunerazione unica e WACC (tasso d'interesse calcolatorio, Weighted Average Cost of Capital)

I costi corrispondono ai costi medi osservati secondo le rilevazioni dei prezzi dell'UFE per gli anni dal 2018 al 2022⁸. Per gli impianti da 15 kW i prezzi includono l'IVA, per quelli da 90 kW no. La remunerazione unica corrisponde alle aliquote a partire dal 1° aprile 2025 per gli impianti annessi, tenendo conto dell'adeguamento delle aliquote secondo il progetto in esame. Il WACC (costi del capitale) è stato ricavato dai rilevamenti dell'UFE⁹.

⁵ [Externe Evaluation der Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und der Zusammenschlüsse zum Eigengebrauch \(ZEV\) 2018 bis 2020](#)

⁶ [Rapporti e pubblicazioni – Pronovo SA](#) → Cockpit RU

⁷ www.elcom.admin.ch > [Portale tariffe elettriche della EiCom](#)

⁸ [Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2022. Abschlussbericht](#), UFE 2023

⁹ www.bfe.admin.ch > Promozione > Energie rinnovabili > [WACC – Tasso d'interesse calcolatorio](#)

Deduzione fiscale

I privati possono dedurre dal loro reddito imponibile, come manutenzione della proprietà, gli investimenti in impianti fotovoltaici installati su edifici esistenti. Secondo uno studio dell'associazione VESE¹⁰, il risparmio fiscale rappresenta circa il 15–30 per cento dei costi di investimento, a seconda del domicilio (aliquota fiscale) e del reddito imponibile; per i calcoli in questione si ipotizza per semplicità il 20 per cento per gli impianti da 15 kW. Per gli impianti da 90 kW si ipotizza lo stesso importo, anche se in realtà è leggermente inferiore¹¹. Tale importo si riferisce al costo dell'impianto senza promozione.

Rendimento specifico, degrado, costi di manutenzione e durata di vita

Il rendimento specifico per kW di potenza installata, le ipotesi sul degrado (perdita di potenza dei moduli) e i costi di manutenzione si basano su uno studio scientifico analizzato dall'Istituto Paul Scherrer (IPS) per conto dell'UFE¹². Per la durata di vita si prende come riferimento un valore consueto nel settore, e cioè 25 anni (nel suo studio, l'IPS calcola 30 anni).

Ricavi da GO

I valori per i ricavi da GO corrispondono ai valori medi della Tabella 1. Inoltre, per i comprensori senza ritiro volontario di GO da parte dei gestori di rete è stato ipotizzato un prezzo di 0.5 ct./kWh, che secondo l'UFE si può attualmente conseguire sul mercato delle GO.

Ricavi non considerati

Non si tiene conto dei ricavi aggiuntivi derivanti dalla vendita di energia elettrica a prezzi superiori alla tariffa minima. In altre parole, un impianto che, ad esempio, si ammortizza in base ai prezzi di mercato di riferimento già a metà della durata di vita, ha comunque diritto a una tariffa minima per gli anni restanti.

Redditività e tariffe minime

Inserendo i dati assunti come ipotesi nel calcolatore della redditività di Swissolar¹³ sono state calcolate le tariffe minime necessarie per ammortizzare gli impianti di riferimento. Tabella 3 mostra le durate d'ammortamento per i diversi livelli di remunerazione. Con le remunerazioni che negli ultimi sei anni sarebbero derivate dal prezzo di mercato di riferimento e dal ritiro di GO, un impianto di riferimento con una potenza di 15 kW si ammortizza in 16 anni. Con il solo prezzo di mercato di riferimento, vale a dire senza il ritiro di GO, l'ammortamento avverrebbe in 19 anni. Per un ammortamento entro la durata di vita di 25 anni, per un impianto di riferimento di questo tipo ne deriva una tariffa minima di 5 ct./kWh IVA inclusa, secondo le ipotesi di cui sopra (segnatamente un ritiro di GO a 2.4 ct./kWh). **La tariffa minima fino a 30 kW è quindi di 4.6 ct./kWh IVA esclusa.** Nel caso di un impianto da 90 kW con consumo proprio, l'ammortamento è molto più rapido, essendo i costi di investimento inferiori e la quota di consumo proprio maggiore. **Anche con una remunerazione di 0 centesimi, quindi, l'investimento si ammortizzerebbe in otto anni, motivo per cui la tariffa minima qui è di 0 ct./kWh.** Per un ammortamento di questo impianto entro la sua durata di vita, in teoria si calcolerebbe una tariffa minima di -6.6 ct./kWh, che per motivi inerenti all'attuazione¹⁴ è tuttavia fissata a 0 ct./kWh. **Nel caso dell'impianto da 90 kW senza consumo proprio, la tariffa minima è di 6.7 ct./kWh IVA esclusa.**

¹⁰ [Tassazione degli impianti fotovoltaici. Rapporto finale aggiornato](#), UFE 2023

¹¹ [Steuerstandort / Unternehmensbesteuerung - Ansiedlung Schweiz \(ansiedlung-schweiz.ch\)](#)

¹² [Stromspeicherung und Wasserstoff – Technologien, Kosten und Auswirkungen auf das Klima. Einschliesslich Aufdatierung der Kosten und Potenziale von Photovoltaik und Windenergie](#), UFE 2022

¹³ [www.swissolar.ch](#) > Know-how > Redditività > [Calcolatore della redditività](#)

¹⁴ Se il valore della tariffa minima fosse negativo, i gestori degli impianti dovrebbero versare una remunerazione ai gestori di rete per l'immissione.

Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili:
 modifica dell'ordinanza sull'energia

Impianto da 15 kW	Prezzo di mercato di riferimento medio e prezzo GO medio 2018–2023	Prezzo di mercato di riferimento medio 2018–2023	Rimunerazione minima e prezzo GO medio 2018–2023
Rimunerazione elettricità grigia	11.1 ct./kWh	11.1 ct./kWh	Rimunerazione minima: 5 ct./kWh
Rimunerazione GO	2.4 ct./kWh	0 ct./kWh	2.4 ct./kWh
Rimunerazione totale	13.5 ct./kWh	11.1 ct./kWh	7.4 ct./kWh
Durata d'ammortamento	16 anni	19 anni	25 anni

Tabella 3: Durate d'ammortamento dell'impianto di riferimento da 15 kW di potenza per diversi scenari di remunerazione (considerazione IVA incl.)

Impianto da 90 kW con consumo proprio	Prezzo di mercato di riferimento medio e prezzo GO medio 2018–2023	Prezzo di mercato di riferimento medio 2018–2023	Rimunerazione minima e prezzo GO medio 2018–2023
Rimunerazione elettricità grigia	10.2 ct./kWh	10.2 ct./kWh	Rimunerazione minima: 0 ct./kWh
Rimunerazione GO	1.7 ct./kWh	0 ct./kWh	1.7 ct./kWh
Rimunerazione totale	11.9 ct./kWh	10.2 ct./kWh	1.7 ct./kWh
Durata d'ammortamento	6 anni	6 anni	8 anni

Tabella 4: Durate d'ammortamento dell'impianto di riferimento da 90 kW di potenza con consumo proprio per diversi scenari di remunerazione (considerazione IVA escl.)

Impianto da 90 kW senza consumo proprio	Prezzo di mercato di riferimento medio e prezzo GO medio 2018–2023	Prezzo di mercato di riferimento medio 2018–2023	Rimunerazione minima e prezzo GO medio 2018–2023
Rimunerazione elettricità grigia	10.2 ct./kWh	10.2 ct./kWh	Rimunerazione minima: 6.7 ct./kWh
Rimunerazione GO	1.7 ct./kWh	0 ct./kWh	1.7 ct./kWh
Rimunerazione totale	11.9 ct./kWh	10.2 ct./kWh	8.4 ct./kWh
Durata d'ammortamento	12 anni	16 anni	25 anni

Tabella 5: Durate d'ammortamento dell'impianto di riferimento da 90 kW di potenza senza consumo proprio per diversi scenari di remunerazione (considerazione IVA escl.)

Per l'eventualità che in futuro le ipotesi relative a questi parametri dovessero cambiare notevolmente, il Consiglio federale si riserva la possibilità di adeguare le tariffe minime. In tal caso si dovrà tenere conto del fatto che le condizioni per gli impianti esistenti non cambiano in misura significativa.

2.3.3 Rimunerazione minima per le microcentrali idroelettriche

Gli impianti idroelettrici con una potenza installata¹⁵ inferiore a 300 kW non sono registrati nella statistica degli impianti idroelettrici dell'UFE. Nel 2019 sono state pubblicate le statistiche sulle microcentrali idroelettriche con una potenza installata inferiore a 300 kW, che offrono una panoramica di questi impianti (in Svizzera ce ne sono circa 900). 382 impianti ricevono una remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC) e circa 330 ricevono un finanziamento dei costi supplementari (il «regime dei 15 centesimi»). Le 200 centrali restanti, che annualmente immettono in rete circa 70 GWh, non ricevono alcun sussidio. Soprattutto per questi impianti, la remunerazione minima sarebbe rilevante sul breve e medio periodo, poiché il finanziamento dei costi supplementari scadrà nel 2035 e anche per gli impianti RIC la remunerazione proseguirà almeno fino agli anni 2030. Gli impianti idroelettrici sono intrinsecamente diversi da quelli solari: da un lato i costi di installazione sono maggiori, dall'altro la produzione tende a essere meno soggetta a oscillazioni. Le riduzioni dei costi effettuate per determinare la remunerazione minima per gli impianti fotovoltaici non si possono applicare alle microcentrali idroelettriche, che non sono state e non saranno promosse con remunerazioni uniche e nemmeno beneficiano in misura significativa del consumo proprio. Secondo il regime della promozione tramite RIC, l'aliquota più bassa (massima produzione di energia, massimo dislivello, nessun bonus per le opere idrauliche) nella classe considerata (0–150 kW) sarebbe di 21 ct./kWh. Questo valore corrisponde anche alla mediana dei costi di produzione dei 76 impianti sotto i 150 kW di potenza installata figuranti nella banca dati dei costi di produzione dell'UFE (si prendono in considerazione anche analisi sommarie). Poiché la tariffa minima non ha lo scopo di incentivare la costruzione di nuovi impianti ma di garantire il mantenimento in esercizio, la remunerazione minima deve essere significativamente inferiore. Il Consiglio federale ne stabilisce quindi un valore tale per cui il 20 per cento del totale rappresentato dagli impianti più efficienti iscritti nella banca dati (il quantile del 20 %) lo ecceda, e ciò corrisponde a un valore di 12 ct./kWh.

2.4 Miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità

Nell'ambito della legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, il Parlamento ha fissato l'obiettivo di risparmiare, entro il 2035, 2 TWh di elettricità attraverso l'adozione di misure di efficienza. Per ottenere questo risultato, ha deciso di introdurre un nuovo strumento: i miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità.

Ai fornitori di elettricità saranno ora assegnati degli obiettivi legati all'efficienza energetica, da conseguire attuando varie misure presso i consumatori finali in Svizzera (vale a dire imprese ed economie domestiche private). Nello specifico, i fornitori di elettricità devono dimostrare che le misure per l'efficienza energetica sono state attuate presso i consumatori finali esistenti, ad esempio nei settori della propulsione elettrica, dell'illuminazione, della ventilazione, degli impianti di raffreddamento o di impianti e dispositivi simili. È importante ricordare che l'obiettivo di migliorare l'efficienza non limita esplicitamente le vendite di energia elettrica: i fornitori possono continuare a vendere elettricità senza limiti.

Nei prossimi anni e decenni la domanda di energia elettrica aumenterà in diversi settori: l'elettricità sostituirà infatti sempre più i vettori energetici fossili nel riscaldamento degli ambienti e dell'acqua e nella mobilità. Con il nuovo settore d'attività formato dalle prestazioni inerenti all'efficienza energetica,

¹⁵ Per gli impianti idroelettrici, ai sensi dell'art. 13 OEn, è determinante la potenza meccanica lorda.

i fornitori di elettricità contribuiranno al miglioramento di quest'ultima. In questo modo si rafforzano sia la sicurezza dell'approvvigionamento che la protezione del clima.

Il nuovo strumento fissa un obiettivo quantitativo per giungere a un ulteriore miglioramento dell'efficienza energetica. Il Consiglio federale stabilisce l'ammontare esatto di questo obiettivo rapportandolo alle vendite annuali di energia elettrica di un fornitore ai consumatori finali in Svizzera. Ad esempio, con un obiettivo del 2 per cento sarà possibile risparmiare circa 1 TWh di elettricità nel 2035¹⁶. Inoltre, per l'obiettivo sono determinanti solo le forniture di elettricità a consumatori finali, mentre l'ambito degli intermediari non è preso in considerazione.

L'attuazione del nuovo strumento comporterà costi per i fornitori di elettricità, ad esempio per lo svolgimento di consulenze energetiche o per nuovi dispositivi e impianti. Questi costi possono essere trasferiti attraverso la componente energetica del prezzo dell'elettricità ed essere quindi addossati ai clienti nel servizio universale e nel libero mercato. I fornitori di elettricità sono perciò incentivati a fornire prestazioni inerenti all'efficienza energetica nel modo più economico possibile, contenendo i costi nella più ampia misura possibile.

2.5 Ulteriori modifiche necessarie a causa di modifiche a livello di legge

Inoltre, le seguenti modifiche a livello di legge comportano modifiche o integrazioni dell'OEn:

- adeguamenti dell'articolo 10 LEn (Piani direttori dei Cantoni);
- possibilità di realizzare programmi a livello nazionale per misure di efficienza (art. 32 cpv. 2 LEn);
- nuova disposizione sull'immissione di energia da parte della Confederazione (art. 18a LEn);
- possibilità di indebitamento del Fondo per il supplemento rete tramite mutui di tesoreria (art. 37a LEn);
- adeguamento dell'articolo 53 capoverso 2 primo periodo, 2^{bis} e 3 lettera a LEn (ricerca, sviluppo e dimostrazione) quale atto normativo correlato nell'ambito della legge federale del 30 settembre 2022 sugli obiettivi in materia di protezione del clima, l'innovazione e il rafforzamento della sicurezza energetica (LOCli; FF 2022 2403).

2.6 Sistema di garanzie di origine per combustibili e carburanti

L'articolo 9 capoverso 5 LEn prevede che il Consiglio federale possa «prevedere una garanzia di origine e un'etichettatura anche per altri settori [oltre all'elettricità], in particolare per il biogas». Con la presente revisione dell'OEn, il Consiglio federale si avvale di questa competenza e introduce una GO per i biocombustibili e i biocarburanti liquidi e gassosi e per l'idrogeno di origine non biologica (denominati collettivamente «combustibili e carburanti»). Si tratta di sostanze che a seconda della loro origine svolgono un ruolo importante per garantire un approvvigionamento energetico rinnovabile, ridurre le emissioni di gas serra e raggiungere l'obiettivo climatico del saldo netto delle emissioni pari a zero entro il 2050, in linea con quanto previsto dalla LOCli.

Nel nuovo sistema di GO, combustibili e carburanti vengono registrati a partire dalla produzione o dall'importazione e monitorati fino al consumo. Se vengono computati nel quadro di strumenti di politica climatica o energetica, ciò può essere annotato sulle GO, che fungono poi da documento giustificativo. Il nuovo sistema di GO dovrebbe quindi contribuire in modo significativo a rendere visibile il plusvalore ecologico dei combustibili e dei carburanti registrati ed evitare doppi conteggi. Da un lato ciò dovrebbe

¹⁶ La stima si basa su una durata media degli effetti delle misure di dieci anni e una previsione futura di vendite di energia elettrica a medio termine di 60 TWh/anno.

rendere possibile una commercializzazione credibile di queste sostanze e, dall'altro, facilitare l'esecuzione degli strumenti di politica climatica ed energetica, sia per gli operatori tenuti ad adempiere che per l'amministrazione.

Il nuovo sistema di GO sostituirà in tutto e per tutto il servizio di clearing del biogas a partire dal 1° gennaio 2025. Il settore del gas gestisce detto servizio di clearing sulla base dell'articolo 45e dell'ordinanza del 20 novembre 1996 sull'imposizione degli oli minerali (OIOM; RS 641.611) su mandato dell'Ufficio federale della dogana e della sicurezza dei confini (UDSC). Detto articolo stabilisce altresì gli obblighi in capo agli stabilimenti di fabbricazione, nonché ai fornitori e venditori di gas in relazione alla riscossione dell'imposta sugli oli minerali. La differenza introdotta è che in futuro il sistema di GO svolgerà le funzioni del servizio di clearing.

3. Conseguenze finanziarie, a livello di personale e di altro tipo per Confederazione, Cantoni e Comuni

4. Conseguenze su economia, ambiente e società

Il nuovo sistema di GO rende possibile una commercializzazione efficiente e trasparente (soprattutto nei confronti dei consumatori finali) di biocombustibili e biocarburanti liquidi e gassosi, nonché di idrogeno di origine non biologica. Esso facilita l'esecuzione degli strumenti di politica climatica ed energetica, sia per gli operatori tenuti ad adempiere che per l'amministrazione. L'introduzione del sistema di GO comporta per le imprese (produttori, importatori, venditori e fornitori di energia) un nuovo onere d'esecuzione, soprattutto nei settori che non erano tenuti a comunicare dati al servizio di clearing del settore del gas. Il nuovo sistema di GO si finanzia con gli emolumenti riscossi al momento del rilascio o dell'importazione di GO e per la registrazione di un impianto di produzione. Sono le imprese a decidere in che misura addossare i costi ai livelli successivi della catena di fornitura.

Le restanti modifiche dell'ordinanza non comportano conseguenze su economia, ambiente e società.

5. Rapporto con il diritto europeo

Come già avviene per il settore dell'energia elettrica, il sistema svizzero di GO per combustibili e carburanti sarà conforme alle prescrizioni europee della direttiva sulle energie rinnovabili (UE) 2018/2001 (RED II)¹⁷.

Il presente adeguamento dell'ordinanza si basa sulla direttiva UE sull'efficienza energetica (2012/27/UE) in vigore dal 2012¹⁸, che vincola ogni Stato membro a conseguire risparmi di energia finale entro il periodo obbligatorio applicabile. Gli Stati membri sono liberi di decidere come ottenere tali risparmi. Tra le possibilità vi è l'introduzione di un regime obbligatorio di efficienza energetica per i distributori di energia e/o le società di vendita di energia al dettaglio che operano nel territorio dello Stato membro interessato. Finora, diversi Stati membri – tra cui Francia, Italia e Austria – hanno introdotto uno strumento di questo tipo per raggiungere i loro obiettivi di risparmio.

La direttiva UE sull'efficienza energetica si è dimostrata utile nel corso degli anni e la prosecuzione a tempo indeterminato dei periodi obbligatori è prova della rilevanza e del ruolo chiave delle norme attuali all'interno della strategia energetica dell'Unione europea (UE). I nuovi obiettivi di efficienza per i fornitori

¹⁷ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione).

¹⁸ Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.

di elettricità introdotti per la Svizzera coincidono quindi nel complesso con un sistema di obblighi per le imprese di approvvigionamento energetico già collaudato nell'area UE, e si ispirano al diritto europeo.

Anche le altre modifiche dell'ordinanza non comportano alcuna incompatibilità con il diritto dell'UE.

6. Commento ai singoli articoli

Art. 1 lett. a, a^{bis} e h^{bis}

Let. a e a^{bis}: ora l'OEn disciplina non solo le GO per l'elettricità, ma anche le GO per i biocombustibili e i biocarburanti liquidi e gassosi e per l'idrogeno di origine non biologica, denominati collettivamente combustibili e carburanti (v. art. 4a). L'idrogeno viene registrato fin dall'inizio per tutti i tipi di produzione biologica e fossile (cioè per tutti i «colori» dell'idrogeno), mentre per gli altri combustibili e carburanti liquidi e gassosi vengono registrate soltanto le sostanze di origine biologica. In un secondo momento potrebbero essere registrati anche combustibili e carburanti fossili. Ulteriori disposizioni d'esecuzione sono contenute in una nuova ordinanza dipartimentale, analoga all'ordinanza del DATEC del 1° novembre 2017 sulla garanzia di origine e l'etichettatura dell'elettricità (OGOE; RS 730.010.1) per il settore dell'elettricità.

Let. h^{bis}: le disposizioni d'esecuzione relative al nuovo strumento dei miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità vengono riprese nell'OEn.

Art. 3a Garanzie di origine della Confederazione

Poiché la Confederazione, in virtù dell'articolo 45b LEn, produrrà sempre più energia elettrica in proprio, aumenta la probabilità che non la consumi sempre completamente, ma che immetta in rete una certa eccedenza. In questi casi, la Confederazione ha la possibilità di cedere le relative GO.

Art. 4a Campo d'applicazione

Let. a: il sistema di GO per i combustibili e i carburanti comprende i biocombustibili e i biocarburanti, intesi nella presente ordinanza come combustibili e carburanti liquidi o gassosi prodotti a partire da biomassa o da altri vettori energetici rinnovabili. Questa definizione di «bio» si ispira alla legislazione in materia di imposizione degli oli minerali e comprende per analogia anche i combustibili (cfr. anche art. 7 cpv. 9 della legge del 7 ottobre 1983¹⁹ sulla protezione dell'ambiente; LPAmb; RS 814.01). Nella legislazione sull'imposizione degli oli minerali, il biocarburante è definito come «carburante prodotto a partire da biomassa o da altri vettori energetici rinnovabili» (art. 2 cpv. 3 lett. d della legge federale del 21 giugno 1996²⁰ sull'imposizione degli oli minerali, LIOM; RS 641.61]). Il prefisso «bio» e l'aggettivo «rinnovabile» hanno quindi lo stesso significato. Nella legislazione sull'imposizione degli oli minerali non esiste una definizione per i biocombustibili, in quanto non sono soggetti all'imposta sugli oli minerali. Con la revisione della legge sul CO₂ per il periodo successivo al 2024 (FF 2022 2652) si prevede di sostituire il prefisso «bio» con l'aggettivo «rinnovabile». Nell'ambito del sistema di GO, l'idrogeno è considerato biocarburante e biocombustibile se prodotto a partire da biomassa o da altri vettori energetici rinnovabili. Oltre ad essere utilizzato come vettore energetico, l'idrogeno può anche fungere da materia prima in qualità di sostanza, ad esempio nell'industria chimica o farmaceutica. Tuttavia, fintantoché non si conosce quale sia l'impiego previsto, può essere utilizzato anche come combustibile o carburante e deve quindi essere registrato dagli operatori nel sistema di GO o nel registro dei combustibili e carburanti. Se l'impiego come vettore energetico è escluso, ciò deve essere documentato dal gestore dell'impianto in questione o dall'importatore.

¹⁹ RS 814.01

²⁰ RS 641.61

Let. b: oltre all'idrogeno di origine biologica di cui alla lettera a, il sistema di GO per combustibili e carburanti registra anche tutti gli altri tipi di idrogeno, indipendentemente dal loro metodo di produzione e dalle fonti di energia.

Art. 4b Obblighi

Cpv. 1: dopo la messa in esercizio, i produttori ubicati sul territorio nazionale devono iscrivere gli impianti di produzione al sistema di GO svizzero e registrarvi regolarmente i combustibili e i carburanti prodotti. Nella presente revisione dell'OEn e nella nuova ordinanza dipartimentale sulla garanzia di origine per combustibili e carburanti, il significato di «produttori» è identico a quello del termine «stabilimenti di fabbricazione» utilizzato nella legislazione sull'imposizione degli oli minerali. L'obbligo di registrazione riguarda tutti gli impianti di produzione di energia elettrica ubicati sul territorio nazionale, perciò anche quelli funzionanti a biogas, che sono già registrati nel sistema di GO per l'elettricità ma non per il calore. Sono interessati anche gli impianti che consumano biogas e non lo cedono (p. es. impianti di depurazione delle acque). La registrazione dell'intera produzione di biogas ha due motivazioni. Anzitutto, in futuro l'UFE potrà utilizzare il registro come fonte di dati per le statistiche globali dell'energia senza dover rilevare tali informazioni separatamente, come fa oggi per questo tipo di impianti. In secondo luogo, in futuro l'infrastruttura del registro potrà essere utilizzata per controllare l'adempimento delle esigenze ecologiche per l'immissione sul mercato di combustibili e carburanti rinnovabili. Queste esigenze sono previste nell'ambito della revisione della legge sul CO₂ per il periodo successivo al 2024 nell'articolo 35d LPAMB). Al fine di ridurre al minimo l'onere per gli impianti già registrati nel sistema di GO per l'energia elettrica, si verifica se i dati di registrazione possono essere trasmessi automaticamente. Non vengono addebitati nuovi emolumenti per la registrazione degli impianti in questione. Inoltre, gli impianti che non cedono le GO non devono pagare alcun emolumento per il rilascio di GO (all. 3 della revisione dell'ordinanza sugli emolumenti e sulle tasse di vigilanza nel settore dell'energia). Inoltre, le GO relative al gas devono essere annullate automaticamente nel sistema quando vengono utilizzate per la produzione di energia elettrica.

Cpv. 2: per gli importatori valgono in linea di principio le stesse regole applicate ai produttori ubicati sul territorio nazionale. Devono registrare una sola volta nel sistema svizzero di GO gli impianti di produzione dai quali importano carburanti e combustibili (i produttori esteri non sono tenuti a farlo). In seguito, al momento dell'importazione, dovranno registrare nel sistema di GO la quantità importata. Nella pratica, questi dati saranno forniti dall'UDSC e si baseranno sulla dichiarazione d'importazione. Nel caso di miscele di combustibili e carburanti di origine biologica e fossili, tali obblighi si riferiscono alla componente biologica.

Attualmente è in fase di sviluppo, nella RED II, una «banca dati dell'Unione» basata sull'articolo 31 bis della RED II, il cui scopo sarebbe garantire la trasparenza e la tracciabilità di combustibili e carburanti sostenibili e l'armonizzazione dei flussi di dati tra gli Stati membri e le rispettive banche dati. Se questa soluzione dell'UE entrerà in funzione e sarà accessibile ai Paesi terzi, in futuro gli operatori svizzeri potrebbero eventualmente lavorare anche con la banca dati dell'Unione attraverso il sistema di GO. Tuttavia, i combustibili e i carburanti in equilibrio di massa²¹ possono essere registrati nel sistema di GO fin dall'inizio anche senza una banca dati dell'Unione, e la documentazione di accompagnamento delle forniture in equilibrio di massa può essere inserita nel sistema di GO (v. par. successivo).

Cpv. 3: le importazioni in equilibrio di massa di biocombustibili o biocarburanti si contraddistinguono per la possibilità di mescolare merci aventi caratteristiche di sostenibilità diverse e provenienti da impianti diversi. Sarebbe quindi un onere sproporzionato imporre l'obbligo di registrare tutti gli impianti di produzione. In un sistema di GO, l'origine della merce è indubbiamente un'informazione fondamentale, ma per le importazioni in equilibrio di massa sono determinanti soprattutto le qualità ecologiche della merce, che vengono dimostrate nel sistema in equilibrio di massa secondo un sistema volontario previsto

²¹ Un equilibrio di massa secondo la RED II consente di mescolare partite di materie prime o combustibili di origine biologica con caratteristiche di sostenibilità diverse. La somma di tutte le partite prelevate dalla miscela ha le stesse caratteristiche di sostenibilità, nelle stesse quantità, della somma di tutte le partite aggiunte alla miscela.

dall'articolo 30 paragrafo 4 della RED II. In questi casi si rinuncia quindi all'obbligo di registrazione degli impianti di produzione.

Cpv. 4: questa disposizione evita che una GO scada durante il periodo di stoccaggio e prima dell'utilizzo dei combustibili e dei carburanti (v. anche art. 4c cpv. 1 lett. e).

Cpv. 5: vi sono alcune eccezioni agli obblighi di registrazione dell'impianto di produzione e dei combustibili e carburanti prodotti o importati. Tali obblighi non si applicano alla produzione nazionale di piccole quantità di idrogeno che non viene utilizzato come combustibile o di biocombustibili (*lett. a*). La deroga non vale per la produzione nazionale di biocarburanti, poiché per l'attuazione della legislazione sull'imposizione degli oli minerali devono essere registrate tutte le quantità (anche quelle esigue). Il limite di quantità è stato posto a 20 kg, da un lato, per non gravare amministrativamente sugli impianti di produzione molto piccoli, e dall'altro per assicurare che tutte le quantità rilevanti siano registrate nel sistema. Vigono alcune deroghe per gli importatori (*lett. b*). *Anzitutto* se i carburanti vengono importati esclusivamente come mezzi d'esercizio nel serbatoio di un veicolo o in un bidone di scorta (cfr. art. 17 LIOm). Per analogia, *in secondo luogo*, è esclusa dall'obbligo l'importazione di idrogeno come mezzo d'esercizio nei veicoli alimentati a celle a combustibile. *In terzo luogo*, ci possono essere situazioni in cui vengono importati fisicamente combustibili e carburanti il cui impianto di produzione e la cui quantità sono già registrati in un sistema di GO estero. In questo caso, la quantità corrispondente di GO può essere trasferita direttamente nel sistema di GO svizzero. Un esempio potrebbe essere l'importazione di biogas liquefatto per il quale sono già state emesse GO nel Paese di esportazione.

Art. 4c Annullamento

Cpv. 1: come regola generale le GO devono essere annullate quando il relativo combustibile o carburante esce dal «sistema» perché destinato al consumo, esportato o stoccato. Ciò avviene quando il carburante o il combustibile viene fornito a consumatori finali o stazioni di servizio (*lett. a*). L'annullamento non deve essere effettuato dai gestori delle stazioni di servizio ma dai loro fornitori. Se sono state rilasciate GO per una quantità di idrogeno e tale quantità viene successivamente utilizzata come materia prima, ad esempio nell'industria farmaceutica o chimica, si tratta di una fattispecie di consumo che comporta l'annullamento delle GO. Anche in caso di consumo proprio le GO devono essere annullate (*lett. b*), per esempio se il carburante viene consumato in loco o convertito in calore utilizzato in loco. Vanno parimenti annullate in caso di conversione in un altro vettore energetico (*lett. c*), ad esempio in caso di sfruttamento per generare elettricità o calore di cui non si usufruisce in loco. Per tutti gli annullamenti relativi alla fornitura di gas di origine biologica sotto forma di carburante o combustibile, devono essere indicate anche le quantità consumate in chilogrammi. Se un combustibile o un carburante viene esportato all'estero, è necessario assicurarsi che le relative GO siano cedute o annullate (*lett. d*), così da escludere che vengano utilizzate per uno strumento svizzero di politica climatica o energetica. Attualmente, le GO svizzere per l'elettricità non sono accettate nell'UE, motivo per cui non possono essere trasferite all'esportazione della quantità di energia ma vanno annullate. Se un combustibile o un carburante liquido viene immagazzinato fisicamente in una scorta obbligatoria per almeno dodici mesi, le relative GO devono essere annullate (*lett. e*). Al momento dell'uscita del combustibile o del carburante dalla scorta, vengono emesse nuove GO sulla base di quelle annullate (v. art. 4b cpv. 4). Questa disposizione evita che la GO scada durante il periodo di stoccaggio. Nella prassi, al momento non vi sono altri casi in cui i combustibili o i carburanti vengono immagazzinati fisicamente per più di dodici mesi prima di essere destinati al consumo. Al momento dell'annullamento deve essere indicato lo scopo dell'impiego.

Inoltre, i fornitori e i venditori di gas naturale devono comunicare trimestralmente al registro le quantità fornite come carburante a una stazione di servizio ai sensi dell'articolo 45e capoverso 3 OIOm. Poiché il gas naturale non viene registrato tramite GO, ciò non comporta l'emissione o l'annullamento di GO. La base giuridica della comunicazione si trova nell'OIOm.

Cpv. 2: i titolari di GO effettuano l'annullamento nella banca dati dell'organo d'esecuzione una volta al mese. In caso di fornitura di gas di origine biologica sotto forma di carburante o combustibile, l'annullamento deve avvenire entro il 25° giorno del mese successivo.

Art. 5 cpv. 1 lett. a, b ed e

Le esigenze tecniche per le GO per combustibili e carburanti e le varie procedure (p. es. registrazione dell'impianto, rilascio della GO ecc.) sono disciplinate dal DATEC in una nuova ordinanza dipartimentale sulla garanzia di origine per combustibili e carburanti.

Art. 7b

Ai sensi dell'articolo 10 capoverso 1 LEne, i Cantoni definiscono i territori adeguati. Devono tenere conto degli interessi della protezione del paesaggio e dei biotopi e della conservazione della foresta, nonché di quelli dell'agricoltura (protezione dei terreni coltivati e delle superfici per l'avvicendamento delle colture) (art. 10 cpv. 1^{er} LEne). In questi territori adeguati, gli impianti solari ed eolici di interesse nazionale che non si trovano all'interno di oggetti d'importanza nazionale secondo l'articolo 5 della legge federale del 1° luglio 1966 sulla protezione della natura e del paesaggio (LPN; RS 451) godono di benefici sotto il profilo del diritto materiale (cfr. art. 9a cpv. 4 LAEI). Ne deriva che la pianificazione e la realizzazione di impianti eolici e di estesi impianti solari si concentrano sui territori adeguati, preservando il paesaggio e gli spazi vitali al di fuori di tali aree.

Detti vantaggi fanno accrescere fortemente l'importanza dei territori adeguati e in particolare della ponderazione degli interessi che porta alla loro delimitazione. Per questo motivo è importante conoscere e considerare al livello opportuno le esigenze rilevanti già nel piano direttore. Pertanto, nelle prescrizioni di esecuzione si chiariscono i requisiti corrispondenti per la pianificazione dei territori adeguati.

Per determinare i territori adeguati, all'interno di aree «potenzialmente idonee» si tracciano i perimetri di possibili ubicazioni. Questi vengono poi valutati con una prima ponderazione degli interessi, conformemente al livello o in forma approssimativa, per comprendere quale sia la realizzabilità degli impianti²².

Nella ponderazione degli interessi, i Cantoni devono tenere conto, tra l'altro, del fatto che è previsto di potenziare lo sfruttamento delle energie rinnovabili con determinati obiettivi, e che ciò costituisce un interesse nazionale²³ da porre in relazione con gli altri interessi, in particolare quelli di protezione. Il Parlamento ha menzionato esplicitamente alcuni di questi interessi nel nuovo articolo 10 capoverso 1^{er} LEne. Anche se la disposizione ne enumera diversi, dai dibattiti parlamentari emerge comunque che il legislatore ha menzionato solo gli interessi che reputa particolarmente importanti. L'articolo 7b amplia l'elenco in modo non esaustivo per chiarire che devono essere presi in considerazione tutti gli interessi rilevanti a livello di piano direttore (e quindi ai fini delle facilitazioni di cui all'art. 9a cpv. 4 LAEI).

L'articolo 6 capoverso 2 lettera b^{bis} della legge del 22 giugno 1979 sulla pianificazione del territorio (LPT; RS 700) già statuisce che i Cantoni devono elaborare i fondamenti per stabilire i territori adeguati. Tuttavia, attendendosi il Parlamento rilevamenti sufficienti e un'equilibrata ponderazione degli interessi, l'articolo 7b precisa che la determinazione dei territori adeguati deve basarsi su fondamenti che permettano una considerazione (al livello opportuno) di tutti gli interessi rilevanti. Soprattutto nei settori della protezione della natura (compresa la protezione delle specie) e del paesaggio, spesso controversi per questo tipo di impianti, si deve poter disporre di validi fondamenti e rilevamenti per l'imprescindibile ponderazione degli interessi. Non è necessario che tali fondamenti e rilevamenti vengano rielaborati

²² Christoph Jäger/Andrea Schläppi, *Raumplanungsrechtliche Pflichten aus Art. 10 EnG*, perizia giuridica all'attenzione dell'ARE, Berna 2020, n. marg. 46 e 54. Si intendono per territori potenzialmente idonei quelli che tecnicamente si presterebbero alla produzione di elettricità per mezzo di energie rinnovabili (p. es. perché caratterizzati da una forza del vento sufficiente); per l'energia solare una chiara tracciatura delle aree potenzialmente idonee risulta più complessa. Nella delimitazione di specifici territori adeguati si dovrà anche considerare la modalità di sfruttamento dell'energia solare prevista per la zona in questione, ossia se un'area sia ritenuta idonea per l'utilizzo del solare termico o per il fotovoltaico.

²³ Jäger/Schläppi, n. marg. 45.

ogni singola volta: se ne esistono già e soddisfano le esigenze, il Cantone può avvalersene per delimitare i territori adeguati.

Anche se ora il legislatore, nell'articolo 10 capoverso 1^{ter} LEn^e, cita esplicitamente alcuni interessi specifici che devono essere presi in considerazione nella definizione dei territori adeguati, non ne consegue sostanzialmente alcun requisito nuovo per le attività di pianificazione in questione. Già in precedenza si stabiliva che nella determinazione dei territori adeguati ai sensi dell'articolo 10 capoverso 1 LEn^e²⁴ si dovesse procedere a una ponderazione degli interessi completa e conforme al livello. A tal fine, le esigenze rilevanti devono essere determinate sulla base di fondamenti sufficientemente dettagliati.

La Confederazione ha verificato se queste esigenze erano soddisfatte già prima dell'ultima revisione della LEn^e, nel quadro dell'approvazione dei territori adeguati interessati (sia per l'energia eolica che per la forza idrica) nel piano direttore. I requisiti relativi al contenuto del piano direttore e alla ponderazione degli interessi sono stati fissati in modo relativamente stringente, ma i territori adeguati dovrebbero soddisfare anche i requisiti di cui all'articolo 8 capoverso 2 LPT, rendendo così superflua una seconda pianificazione direttrice per le specifiche ubicazioni degli impianti. È pertanto giustificato che le agevolazioni di cui all'articolo 9a capoverso 4 LAEI si possano applicare anche agli impianti eolici di interesse nazionale secondo l'articolo 12 LEn^e che sono destinati allo sfruttamento della forza eolica in un territorio adeguato già approvato. Il prerequisito è che i territori adeguati siano riportati sulla mappa del piano direttore indicando che lo stato di coordinamento è alla fase di definizione e che la ponderazione degli interessi sia spiegata chiaramente. In tale sede o nel piano direttore stesso vanno altresì specificati i requisiti necessari per il successivo piano d'utilizzazione.

La definizione di territori adeguati presenta vantaggi significativi, sia per la protezione della natura e del paesaggio sia per la produzione. I promotori di progetti beneficiano di maggiori probabilità di ottenere una licenza di costruzione, e sono quindi incentivati a pianificare entro il perimetro di territori adeguati. La conseguente concentrazione territoriale degli impianti di grande estensione dovrebbe a sua volta produrre uno sgravio per le altre zone, a tutto vantaggio anche della protezione della natura e del paesaggio. Per il resto, i Cantoni possono anche indicare territori e sezioni di corsi d'acqua che, in linea di massima, devono essere preservati.

Art. 9a Impianti solari di interesse nazionale

Ai sensi dell'articolo 12 capoverso 4 LEn^e, il Consiglio federale deve ora stabilire la grandezza e l'importanza richieste anche per gli impianti solari. Il concetto di «impianto solare» comprende sia gli impianti fotovoltaici che producono elettricità, sia gli impianti solari termici che producono calore. Questa disposizione è quindi neutrale sotto il profilo tecnologico.

Il Consiglio federale parte dal presupposto che i moduli degli impianti solari dell'ordine di grandezza necessario per il raggiungimento dell'interesse nazionale (v. cpv. 2 e 3) non possono essere installati sempre senza lasciare spazi vuoti o che un'installazione senza spazi vuoti non sarebbe sempre opportuna. Ciò si deve al fatto che tipicamente i territori in cui si potrebbe pensare di costruire tali impianti presentano ostacoli naturali (p. es. fossati, pareti scoscese, foreste, biotopi incl. zone cuscinetto ecc.) o infrastrutture (strade, impianti di risalita, edifici, linee elettriche ecc.). Il *capoverso 1* prevede pertanto che per la valutazione dell'interesse nazionale di un impianto solare siano determinanti i campi fotovoltaici disposti a una distanza esigua. In ogni caso, i campi fotovoltaici devono essere ubicati in un territorio delimitato o ed eventuali spazi vuoti sono consentiti solo se giustificati oggettivamente: in altre parole, devono essere dovuti alle circostanze di cui sopra. Con queste due prescrizioni si chiarisce che più campi fotovoltaici possono essere considerati insieme solo se, nonostante gli spazi vuoti, non si perde il carattere di impianto unico, e che non è consentito raggruppare campi fotovoltaici distanti tra loro solo per il raggiungimento dell'interesse nazionale.

²⁴ Secondo il diritto previgente venivano definiti territori adeguati per la forza idrica e l'energia eolica. Ora si aggiunge il settore dell'energia solare.

I *capoversi 2 e 3* stabiliscono i valori soglia per il raggiungimento dell'interesse nazionale degli impianti solari. Per tenere conto dell'elevato interesse verso la produzione di elettricità e di calore nei mesi invernali, il criterio di misurazione è la produzione nel semestre invernale (da ottobre a marzo).

Per i nuovi impianti, il valore soglia è pari a una produzione media prevista di 5 GWh nel semestre invernale (*cpv. 2*). Tale valore corrisponde a una produzione annua di 10–12 GWh nelle Alpi e 15–17 GWh nell'Altopiano. Anche per gli impianti solari termici si applica il valore di 5 GWh di produzione invernale (energia termica), equivalente a un fabbisogno di superficie di 5–8 ettari e un rendimento annuo di 15–20 GWh. Gli impianti rinnovati sono di interesse nazionale se grazie al rinnovamento raggiungono il valore soglia per un nuovo impianto. Vi è un rinnovamento quando i moduli esistenti alla fine della loro durata di utilizzazione vengono sostituiti con moduli nuovi.

Se vengono installati moduli aggiuntivi, si tratta di un caso di ampliamento. L'ampliamento risulta di interesse nazionale se comporta un incremento della produzione di almeno il 20 per cento o 2,5 GWh (*cpv. 3*). Ciò tiene conto del fatto che ogni ampliamento (in sostanza, un ingrandimento) richiede un intervento tecnico supplementare nella natura e perciò in questi casi l'interesse nazionale si giustifica solo se l'impianto solare viene potenziato in misura sostanziale.

Art. 9a^{bis} Progetto in inventario degli oggetti d'importanza nazionale

L'attuazione di provvedimenti di protezione, di ripristino, di sostituzione o di compensazione deve rimanere la regola (Boll. Uff. 2023 423). L'articolo 9a^{bis} precisa il carattere eccezionale della nuova disposizione legale all'articolo 12 capoverso 3^{bis} LEn. Occorre partire dal presupposto che di regola vi è la possibilità di attuare i provvedimenti di protezione e di ripristino e che dunque non è necessario rinunciare del tutto. La rinuncia ai provvedimenti di sostituzione è opportuna solo se non possono essere adeguatamente attuati nell'ambito del progetto o non vi è possibilità di attuarli. I provvedimenti di compensazione riguardano esclusivamente le centrali idroelettriche ad accumulazione di cui all'allegato 2 LAEI, non sono limitati all'ubicazione dell'impianto (v. art. 9a^{quater} *cpv. 2*) e pertanto non dovrebbe essere necessario rinunciare.

Sezione 2a Incremento della produzione di elettricità d'inverno

Art. 9a^{ter} Centrali idroelettriche ad accumulazione per l'incremento della produzione di elettricità d'inverno

Dall'interpretazione inversa dell'articolo 9a capoverso 3 lettera a LAEI risulta che non vi è alcun obbligo di pianificazione laddove non si preveda di realizzare una centrale elettrica in un nuovo sito ma solo, ad esempio, di innalzare la diga. Le infrastrutture parzialmente necessarie per tali progetti, come le strade di accesso o il loro spostamento, sono elencate, in parte esplicitamente, nell'allegato 2 LAEI per i relativi progetti di ampliamento e sono quindi esonerate dall'obbligo di pianificazione. L'enumerazione dell'allegato 2 LAEI, tuttavia, può essere incompleta. L'articolo 9a chiarisce quindi che anche le infrastrutture non elencate nell'allegato 2 che sono correlate all'ampliamento delle centrali elettriche sono esentate dall'obbligo di pianificazione, per evitare che per questo motivo uno dei progetti previsti dal legislatore nell'allegato 2 LAEI non possa essere attuato.

Art. 9a^{quater} Misure di compensazione

Secondo la dichiarazione congiunta della Tavola rotonda sull'energia idroelettrica del 13 dicembre 2021, le misure di compensazione aggiuntive per la protezione della biodiversità e del paesaggio, ora previste nell'articolo 9a capoverso 3 lettera e LAEI, *devono generare il massimo valore aggiunto in termini di biodiversità e paesaggio nonché compensare eventuali danni all'ambiente e al paesaggio per i quali i provvedimenti sostitutivi non prevedono una copertura. Questi devono essere stabiliti in aggiunta alle misure necessarie previste dalla legge federale del 24 gennaio 1991 sulla protezione delle acque (LPAC; RS 814.20) e dalla LPN (p. es. rivitalizzazione, provvedimenti di sostituzione secondo la LPN,*

deflussi residuali adeguati, risanamento degli impianti idroelettrici), unitamente al rilascio delle concessioni o all'autorizzazione dell'utilizzazione. Tali misure di compensazione aggiuntive devono essere oggetto di trattative specifiche al singolo progetto tra i Cantoni, i gestori e le organizzazioni ambientaliste in questione²⁵.

La legislazione sulla protezione della natura non definisce il concetto di misure di compensazione. Si tratta quindi di nuove misure che vanno oltre le disposizioni di legge previgenti e devono essere prese in considerazione esclusivamente in relazione ai progetti di cui all'articolo 9a capoverso 3 LAEI. Il capoverso 1 istituisce questo nuovo obbligo. Le misure devono avere lo scopo di compensare eventuali danni cumulati all'ambiente e al paesaggio.

Le misure di compensazione riguardano gli aspetti di pianificazione del territorio o l'interrelazione tra il potenziamento della produzione di elettricità a partire da energie rinnovabili e la protezione, segnatamente dell'ambiente e della biodiversità. Pertanto, le disposizioni d'esecuzione delle misure di compensazione trovano una collocazione migliore nell'OEn piuttosto che nell'OAEI. L'articolo 9^{quater} precisa i criteri in base ai quali vanno determinate le misure di compensazione.

Il vantaggio di una misura di compensazione che comporta una valorizzazione di un perimetro in termini di ambiente o paesaggio può essere valutato, ad esempio, in base alla superficie o alla sezione del corso d'acqua in cui la misura dovrebbe produrre i suoi effetti. Il potenziale per la biodiversità e il paesaggio può essere valutato sulla base del plusvalore ecologico o paesaggistico potenzialmente realizzabile nel perimetro. Inoltre, il vantaggio della misura di compensazione si può valutare in base a quanto essa può ridurre il grado di compromissione attuale dovuto a un intervento precedente, confrontando lo stato attuale con quello futuro, ottenibile attuando la misura.

Diversamente dalle note misure sostitutive della legislazione sulla protezione della natura, le misure di compensazione presentano maggiore flessibilità in relazione alle possibilità e alle esigenze territoriali, strumentali e funzionali (cpv. 2). Con le misure di compensazione si pensa in primo luogo alla valorizzazione della biodiversità e del paesaggio da parte dei gestori delle centrali idroelettriche ad accumulazione. Tuttavia, in termini spaziali le misure non devono limitarsi all'impianto, essendo possibile realizzarle anche in un'area differente. Oltre alle rivalutazioni, si possono effettuare anche interventi di messa sotto protezione, che devono essere pianificati dalle autorità e possono contemplare anche altri tipi di habitat oltre a quelli toccati dal progetto. Un esempio di messa sotto protezione è il regolamento concernente la protezione collegato alla concessione, ideato nel Cantone di Uri all'interno dello schema di protezione e utilizzazione delle energie rinnovabili.

Le misure di compensazione devono soddisfare le esigenze del principio di proporzionalità, segnatamente anche per quanto riguarda i loro costi. Tra i costi rientrano sia quelli diretti sostenuti dalle autorità o dal gestore dell'impianto, sia quelli indiretti come il mancato guadagno o i canoni per i diritti d'acqua non realizzati come conseguenza della riduzione del potenziale di produzione di energia. Nel complesso, i costi diretti e indiretti delle misure di compensazione devono essere proporzionati ai vantaggi per l'economia generale e all'impatto del progetto energetico sulla biodiversità e sul paesaggio (cpv. 3); in altre parole, quanto maggiore è il vantaggio per l'economia generale o l'impatto del progetto sull'ambiente, tanto maggiore deve essere il beneficio ottenuto con le misure di compensazione.

Art. 10 cpv. 3

I costi e la remunerazione per i potenziamenti della rete necessari sono ora disciplinati negli articoli 13e e 13f OAEI; l'ultimo periodo del capoverso 3 dell'articolo 10 viene quindi cancellato.

²⁵ Cfr. n. 3 della dichiarazione congiunta della Tavola rotonda sull'energia idroelettrica

Art. 12 cpv. 1 e 1^{bis}

Il prezzo di mercato medio trimestrale secondo l'articolo 15 LEnE corrisponde al prezzo di mercato medio secondo l'articolo 23 LEnE nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (*cpv. 1*). Non vi sono motivi per calcolare in modo diverso questi due prezzi di mercato medi.

Il *capoverso 1^{bis}* stabilisce l'ammontare delle remunerazioni minime previste dalla legge (v. n. 2.3 per il calcolo degli importi della remunerazione). La remunerazione minima ha lo scopo di garantire che i gestori possano comunque ammortizzare il proprio impianto in caso di distorsioni del mercato che facciano crollare i prezzi di mercato medi. Poiché gli impianti che generano elettricità da fonti rinnovabili solitamente beneficiano di una promozione e possono almeno in parte ricorrere anche al consumo proprio, le remunerazioni minime per gli impianti fotovoltaici sono molto basse, se non quasi superflue. Soprattutto con gli impianti con una potenza superiore a 30 kW e con consumo proprio l'ammortamento è possibile in tempi ben inferiori alla durata di vita anche senza una remunerazione minima.

Per quanto riguarda le microcentrali idroelettriche, la remunerazione minima riguarda soprattutto gli impianti che finora non hanno ricevuto remunerazioni per l'immissione di elettricità e il finanziamento dei costi supplementari; per questo la remunerazione minima per questo tipo di impianti è maggiore. Attualmente si tratta di una piccola quantità di energia, per la quale in alcuni casi i gestori della rete di distribuzione gestiscono anche gli impianti. A partire dal 2035, saranno inclusi anche gli impianti oggi promossi con il finanziamento dei costi supplementari.

Art. 14 cpv. 3

L'utilizzo della linea di raccordo e del punto di raccordo alla rete (denominato anche «punto di congiunzione» nella documentazione del settore) consente in particolare anche ai proprietari fondiari di stabili già esistenti di formare un RCP tra loro senza dover posare ulteriori linee, fintantoché l'RCP in questione si trova a un livello di tensione inferiore a 1 kV (livello di bassa tensione). Per garantire ciò, l'utilizzo comprende sia il punto di raccordo alla rete in quanto tale (morsetti di uscita della distribuzione a bassa tensione nella cabina di trasformazione, morsetti di uscita nella cabina di distribuzione o morsetti di derivazione su linee aeree o interrate), sia le sbarre collettrici e gli impianti di protezione in una cabina di distribuzione o simili elementi della rete di distribuzione che si trovano sulla stessa sbarra collettrice del trasformatore.

Art. 16 Partecipazione di locatari e affittuari al raggruppamento

Per una migliore visione d'insieme, le disposizioni relative alla contabilizzazione della fornitura di energia elettrica in caso di partecipazione di locatari e affittuari al raggruppamento, finora contenute nell'articolo 16, vengono trasferite nei due nuovi articoli 16a e 16b. L'articolo 16 comprende quindi solo gli *ex capoversi 4–7*, ripresi senza modifiche.

Art. 16a Conteggio dei costi esterni

L'articolo 16a disciplina il conteggio dei costi esterni, intesi, ai sensi del *capoverso 1*, come tutti i costi che vengono fatturati dal fornitore di energia o dal gestore della rete di distribuzione per l'elettricità acquistata esternamente e per la misurazione del raggruppamento (*lett. a*). Se il raggruppamento comprende più punti di misurazione gestiti dal gestore di rete, questi rientrano tutti nei costi esterni. La *lettera b* disciplina la gestione dei costi che possono insorgere per la rete di distribuzione interna in caso di RCP molto ampi (v. n. 2.2). Poiché una tale rete viene utilizzata per distribuire sia l'elettricità acquistata esternamente che quella prodotta e acquistata internamente, anche i relativi costi devono poter essere imputati proporzionalmente ai costi esterni e a quelli interni, in funzione delle rispettive quantità di elettricità acquistate. Una rete per la distribuzione di elettricità all'interno dell'RCP deve essere chiaramente differenziata dall'infrastruttura per la distribuzione di elettricità all'interno di un edificio (impianto a bassa tensione). Per quest'ultima, indipendentemente dalla ripartizione dei costi, il proprietario rimane l'unico responsabile della sicurezza e della prevenzione dei guasti (cfr. art. 20 legge del 24 giugno 1902

sugli impianti elettrici [LIE; RS 734.0] e art. 5 cpv. 1 ordinanza del 7 novembre 2001 sugli impianti a bassa tensione [OIBT; RS 734.27]). Il punto di distinzione è costituito tipicamente dai morsetti d'ingresso del rottore di sovrintensità.

I costi continuano a essere addebitati ai locatari e affittuari in funzione del consumo, come in precedenza (cpv. 2).

Ora il *capoverso 3* stabilisce un tetto massimo anche per i costi esterni, se includono i costi relativi a una rete per la distribuzione interna di elettricità (cpv. 1 lett. b): per un partecipante all'RCP non possono essere maggiori, per quanto riguarda la corrispondente quantità di elettricità acquistata esternamente, di quanto sarebbero se non partecipasse all'RCP. Per i proprietari fondiari, in genere questo non dovrebbe essere un problema, perché a causa delle sue dimensioni l'RCP dovrebbe appartenere regolarmente a un gruppo di clienti diverso da quello in cui si troverebbero i singoli partecipanti, e quindi beneficiare di costi di rete inferiori. Inoltre, i proprietari fondiari sono liberi come in passato (ossia prima della modifica dell'art. 17 cpv. 4 LEn) di far valere i costi relativi a una rete per la distribuzione interna di elettricità nei costi di costruzione o nella locazione. Va da sé che in questo caso i costi non possono essere addebitati in aggiunta attraverso il prezzo dell'elettricità.

Art. 16b Conteggio dei costi interni

Oltre ai costi esterni di cui all'articolo 16a, un RCP sostiene anche costi interni.

Il *capoverso 1* elenca i costi che sono considerati interni. Come in passato, essi comprendono i costi per l'energia prodotta internamente (*lett. a*) e i costi per la misurazione interna (privata), la fornitura dei dati e la contabilizzazione del raggruppamento (*lett. b*). Naturalmente, i costi per la misurazione possono essere addebitati come costi interni solo se si tratta di misurazioni (private) effettuate all'interno dell'RCP. I costi attinenti alla misurazione dell'RCP stesso, anche se composto da più punti di misurazione, rientrano nei costi esterni di cui all'articolo 16a. Per analogia con l'articolo 16a capoverso 1 lettera b si aggiunge ora che possono valere come costi interni anche i costi legati a un'eventuale rete per la distribuzione interna di elettricità in un RCP di grandi dimensioni, nella misura in cui essa serva a distribuire l'elettricità prodotta e consumata internamente (*lett. c*); come in passato, questi costi possono essere addebitati anche tramite il canone di locazione.

Il *capoverso 2* riprende il tenore della disposizione vigente in merito al conteggio forfettario dei costi interni, apportando qualche modifica redazionale di lieve entità. Ai locatari e affittuari può quindi essere addebitato come costi esterni un massimo dell'80 per cento dell'importo che, in caso di mancata partecipazione al raggruppamento, comporterebbe l'acquisto del prodotto elettrico standard esterno per la quantità di elettricità corrispondente. Eventuali costi secondo il capoverso 1 lettera c (costi proporzionali per una rete per la distribuzione interna di elettricità) sono inclusi nell'importo forfettario dell'80 per cento.

In alternativa, ai sensi del *capoverso 3* i proprietari fondiari hanno anche la possibilità di addebitare ai partecipanti al raggruppamento, come in passato, i costi interni effettivamente sostenuti, tenendo conto dei ricavi derivanti dall'immissione in rete (*lett. a*). Come in passato, il limite massimo è rappresentato dai costi che i singoli partecipanti sosterebbero per acquistare una quantità di elettricità corrispondente se non facessero parte del raggruppamento. Il limite per i costi interni rimane invariato anche se includono i costi proporzionali per una rete per la distribuzione interna di elettricità. Qualora i costi interni (incl. eventuali costi secondo il cpv. 1 lett. c) risultino inferiori ai costi che in caso di mancata partecipazione al raggruppamento i singoli locatari e affittuari sosterebbero per acquistare una quantità di elettricità corrispondente, come in passato il proprietario fondiario può addebitare, oltre ai costi interni, al massimo la metà del risparmio ottenuto (*lett. b*).

Art. 18 cpv. 5 e 6

Analogamente alla regolamentazione per le comunità locali di energia elettrica, i gestori di rete notificano ai proprietari fondiari entro 14 giorni le informazioni necessarie per la costituzione di un RCP (cpv. 5).

Ciò include, ad esempio, la comunicazione della topologia di rete, delle connessioni alla rete e dei consumatori finali, degli impianti di produzione e dei sistemi di stoccaggio interessati.

La costituzione di un RCP non può fallire perché un consumatore finale non vuole partecipare all'RCP (art. 17 cpv. 3 primo periodo LEne). Per questo motivo, i gestori di rete sono tenuti a continuare a rifornire i consumatori finali in questione e a mettere a disposizione dell'RCP i dati necessari per procedere alla contabilizzazione interna ai sensi degli articoli 16a e 16b (cpv. 6). Tipicamente ciò avviene nelle case plurifamiliari in cui, in caso di mancata partecipazione di alcuni consumatori finali, in passato potevano rendersi necessari complessi cablaggi separati che rendevano poco attraente la costituzione di un RCP.

Art. 20a Programmi a livello nazionale

Con l'articolo 20a, il Consiglio federale dà attuazione ai nuovi programmi a livello nazionale previsti dall'articolo 32 capoverso 2 LEne.

Secondo l'articolo 20a capoverso 1 devono essere attuati i programmi per misure per cui il potenziale di risparmio ancora disponibile non è sufficientemente sfruttato dalle procedure di gara esistenti di cui all'articolo 32 capoverso 1 LEne. Con i programmi a livello nazionale si colmano perciò in modo mirato le lacune di promozione delle procedure «classiche». Un ulteriore requisito per le misure contenute nei nuovi programmi a livello nazionale è che si tratti di misure che possono essere attuate in forma identica o molto simile in un gran numero di economie domestiche o imprese e per le quali, perciò, l'effetto di risparmio può essere calcolato con una formula standardizzata e semplice (modello di impatto). Grazie al modello di impatto standardizzato, le misure possono essere iscritte al programma fornendo pochi dati tecnici di facile individuazione da parte delle economie domestiche, delle imprese o di terzi (p. es. consulenti energetici) interessati. In questo modo, le difficoltà d'accesso che potrebbero impedire l'attuazione di un programma di questo tipo sono minime, il potenziale di risparmio è elevato e le spese legate all'attuazione sono mantenute entro limiti ragionevoli. Un esempio di una possibile misura che si potrebbe promuovere nell'ambito di programmi a livello nazionale è la sostituzione delle pompe di circolazione nelle imprese e nelle economie domestiche.

Secondo il capoverso 1 lettera a, i programmi a livello nazionale intervengono in particolare anche per le misure che non riescono a imporsi nei bandi di gara a causa di un rapporto efficacia-costi svantaggioso. In linea di massima, pertanto, i programmi a livello nazionale dovrebbero avere un rapporto efficacia-costi peggiore di quello dei programmi dei bandi di gara tradizionali. Secondo l'articolo 20a capoverso 2, il rapporto efficacia-costi (onere d'esecuzione incluso) dei nuovi programmi a livello nazionale non deve scostarsi da quello dei bandi di gara secondo l'articolo 32 capoverso 1 LEne. In questo modo, il legislatore stabilisce che l'efficacia rispetto ai costi non può essere arbitrariamente bassa, ma deve comunque essere tale da poter trarre beneficio in particolare da un'attuazione standardizzata e un'adeguata gradualità sotto il profilo quantitativo.

Art. 22 cpv. 1, frase introduttiva

La frase introduttiva viene integrata con «e i programmi a livello nazionale».

Art. 36 cpv. 1

L'espressione «valori indicativi» è sostituita con «valori obiettivo», come previsto dalla LEne agli articoli 2 e 3.

Art. 36a Mutui di tesoreria

Secondo l'articolo 37a LEne, l'Amministrazione federale delle finanze (AFF) può accordare al Fondo per il supplemento rete, al fine di coprire picchi di investimento, mutui di tesoreria per un importo non superiore al doppio dei ricavi medi annui del supplemento rete calcolati sull'arco di cinque anni. Poiché questo anticipo di liquidità non è assoggettato al freno all'indebitamento, il denaro va rimborsato entro

sette anni mediante i ricavi del supplemento rete (art. 37a cpv. 3 LEne). Inoltre, i mutui devono essere remunerati conformemente ai tassi d'interesse usuali sul mercato (art. 37a cpv. 4 LEne).

L'articolo 36a stabilisce che l'UFE e l'AFF regolano di comune accordo i dettagli per la concessione e il rimborso dei mutui.

Art. 51a Obiettivo

Il *capoverso 1* stabilisce che i fornitori di elettricità devono raggiungere per ogni anno civile miglioramenti dell'efficienza energetica pari al 2 per cento delle loro vendite di elettricità di riferimento. Le vendite di elettricità di riferimento sono definite come il valore medio delle vendite di elettricità degli ultimi tre anni civili notificati. Le quantità vendute per anno civile devono essere notificate ogni anno all'UFE (v. art. 51f). I fornitori di elettricità con una vendita di elettricità di riferimento inferiore a 10 GWh l'anno sono esonerati dal conseguimento di questo obiettivo. Per questi fornitori di elettricità, l'onere di fissare un obiettivo di efficienza e di elaborare le prove sarebbe sproporzionato rispetto ai risparmi ottenuti. Non sono disponibili informazioni sul numero di fornitori di elettricità interessati. A causa della ristretta struttura di approvvigionamento della Svizzera, l'UFE stima un totale approssimativo di 350–400 fornitori di elettricità che, con un limite di vendita fissato a 10 GWh, avranno in futuro un obiettivo da raggiungere. I fornitori di elettricità per i quali vengono stabiliti degli obiettivi dovrebbero tuttavia coprire più del 95 per cento del consumo nazionale di elettricità.

Per determinare le vendite di elettricità di riferimento e quindi l'obiettivo, non vengono prese in considerazione le forniture di elettricità ai consumatori finali i cui costi per l'elettricità ammontano almeno al 20 per cento del valore aggiunto lordo (intensità elettrica) (*lett. a*). In questo modo, nelle intenzioni del legislatore (art. 46b cpv. 6 LEne), si garantisce che i fornitori di elettricità non addossino alcun costo a singoli consumatori finali che consumano grandi quantità di elettricità. Nel complesso, questi consumatori finali caratterizzati da elevata intensità elettrica rappresentano meno del 5 per cento del consumo annuo di elettricità in Svizzera. Oltre ai volumi di vendita riguardanti consumatori finali a elevata intensità elettrica, vengono dedotte anche le forniture di elettricità esentate dal corrispettivo per l'utilizzazione della rete di cui all'articolo 14a capoverso 1 LAEI, vale a dire per il fabbisogno proprio di centrali elettriche, per l'azionamento di pompe in centrali di pompaggio e per gli impianti di stoccaggio senza consumo finale (*lett. b*).

Art. 51b Misure

I miglioramenti dell'efficienza energetica si concretizzano con un approccio basato su misure, paragonabile agli attuali approcci applicati alle convenzioni sugli obiettivi per le imprese nell'ambito dell'attuazione della LEne o dell'articolo relativo ai grandi consumatori. Affinché una misura sia ammissibile e quindi computabile (*cpv. 1*):

- a. deve orientarsi alle migliori tecnologie disponibili; deve quindi essere una soluzione a minor consumo energetico rispetto a una soluzione standard del settore; e *inoltre*
- b. i risparmi di elettricità conseguiti devono essere quantificabili in modo plausibile e comprensibile; la procedura per determinare i risparmi di elettricità può basarsi su un approccio metrologico o matematico.

I risparmi di elettricità generati dalle misure sono calcolati per la durata tipica degli effetti delle rispettive misure o la durata di vita dei rispettivi dispositivi o impianti (*cpv. 2*).

Per evitare effetti di trascinamento, è necessario che le misure attuate prima dell'entrata in vigore della presente ordinanza non siano computabili (fatta eccezione per le misure interessate dalle disposizioni transitorie di cui all'art. 80b).

Art. 51c Misure standardizzate

Le misure standardizzate sono misure che si possono attuare in modo uniforme presso diversi consumatori finali. Si tratta quindi di misure tipiche del settore che vengono attuate sistematicamente e in gran numero nella stessa forma o in una forma molto simile. Le misure standardizzate sono stabilite dall'UFE e quindi non necessitano di una sua verifica e approvazione preliminare per poter essere computate nell'obiettivo.

I risparmi di elettricità conseguiti con le varie misure standardizzate sono calcolati e dimostrati ex ante mediante un protocollo di risparmio allestito dalla Confederazione. Oltre al calcolo del risparmio energetico, il protocollo di risparmio stabilisce anche i requisiti tecnici e la documentazione di prova necessari. L'UFE pubblica ogni anno il catalogo di misure standardizzate e i rispettivi protocolli di risparmio e, se necessario, li adegua.

Art. 51d Misure non standardizzate

Diversamente dalle misure standardizzate, quelle non standardizzate sono sottoposte a un esame preliminare e all'approvazione della Confederazione e devono adempiere almeno i requisiti di cui agli articoli 51b e 51e. Per l'esame e l'approvazione, vanno presentati all'UFE i seguenti documenti (*cpv. 1*):

- a. una descrizione dettagliata della misura, che includa tra l'altro:
 - lo stato attuale, come pure
 - lo stato previsto orientato alla migliore tecnologia disponibile (v. art. 51b cpv. 1 lett. a);
- b. una descrizione dettagliata della procedura seguita per misurare o calcolare il risparmio di elettricità (v. art. 51b cpv. 1 lett. b).

Dopo aver esaminato i documenti presentati, se riscontra ambiguità e/o informazioni o dati incompleti l'UFE ha la possibilità di approvare una misura non standardizzata imponendo determinati oneri e condizioni (*cpv. 2*). Per consentire la dovuta comunicazione dei risparmi di elettricità conseguiti con l'attuazione delle misure (v. art. 51h), l'UFE mette a disposizione del fornitore di elettricità un apposito protocollo di risparmio per la misura approvata (*cpv. 3*). Il protocollo in questione riporta anche gli eventuali oneri e condizioni.

Art. 51e Misure non computabili

Non tutte le misure sono computabili per il raggiungimento dell'obiettivo. Non sono computabili le misure che, per effetto di una prescrizione giuridica, devono essere attuate in forma simile o identica. Non sono computabili nemmeno le misure per le quali la Confederazione o un Cantone ha erogato aiuti finanziari (*lett. a e b*).

Ai fini della determinazione della vendita di elettricità di riferimento non si tiene conto delle vendite a consumatori finali caratterizzati da elevata intensità elettrica (art. 51a cpv. 2 lett. a). Comprensibilmente, le misure adottate presso questi consumatori finali non sono computabili (*lett. c*).

Le convenzioni sugli obiettivi stipulate con la Confederazione o un Cantone comprendono misure economiche ai sensi dell'articolo 39 capoverso 1^{bis}. Pertanto, le misure attuate presso consumatori finali che hanno concluso una convenzione sugli obiettivi non possono essere computate anche in riferimento all'obiettivo dei fornitori di elettricità (*lett. d*). Le misure non economiche per i consumatori finali che hanno concluso una convenzione sugli obiettivi sono comunque computabili.

Infine, non sono computabili le misure che non sono permanenti (*lett. e*) o che mirano solamente a indurre un cambiamento nel comportamento di uno o più consumatori finali (*lett. f*).

Art. 51f Obbligo di notifica

A norma del *capoverso 1*, entro il 30 aprile di ogni anno i fornitori di elettricità devono comunicare all'UFE una serie di indicatori relativi alle quantità vendute e ai costi dell'anno civile precedente. Tra le altre

informazioni, va comunicata la quantità di elettricità (in MWh) venduta a consumatori finali in Svizzera nell'anno civile precedente (*lett. a*), segnalando altresì la quota relativa al servizio universale (*lett. b*) e quella riguardante consumatori finali caratterizzati da elevata intensità elettrica secondo l'articolo 51a capoverso 2 (*lett. c*). Vanno inoltre notificati i costi (in CHF) sostenuti nell'anno civile precedente per l'attuazione di misure presso consumatori finali in Svizzera. Tali costi comprendono, tra l'altro, gli oneri finanziari per lavori amministrativi legati all'attuazione di misure di efficienza, i costi per misure di accompagnamento (comunicazione, formazione, consulenza ecc.) nonché eventuali contributi di promozione per misure di efficienza rivolte a consumatori finali. Queste informazioni servono a verificare il rispetto dell'articolo 6 capoverso 5^{ter} LAEI e vengono trasmesse alla ECom. L'obbligo di notifica si applica anche ai fornitori di elettricità che hanno registrato vendite di elettricità di riferimento fino a 10 GWh ai sensi dell'articolo 51a capoverso 1.

Inoltre, al momento della prima comunicazione delle quantità vendute secondo il capoverso 1, gli stessi indicatori devono essere trasmessi anche in riferimento ai tre anni civili precedenti (*cpv. 2*). La figura 2 illustra la sequenza temporale del processo di comunicazione e decisione.

Art. 51g Definizione dell'obiettivo

Per ogni fornitore di elettricità l'UFE stabilisce ogni anno, entro il 30 novembre, le vendite di elettricità di riferimento in MWh (*lett. a*) e l'obiettivo in MWh (*lett. b*) per l'anno civile successivo (v. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden**.fig. 2).

Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili:
 modifica dell'ordinanza sull'energia

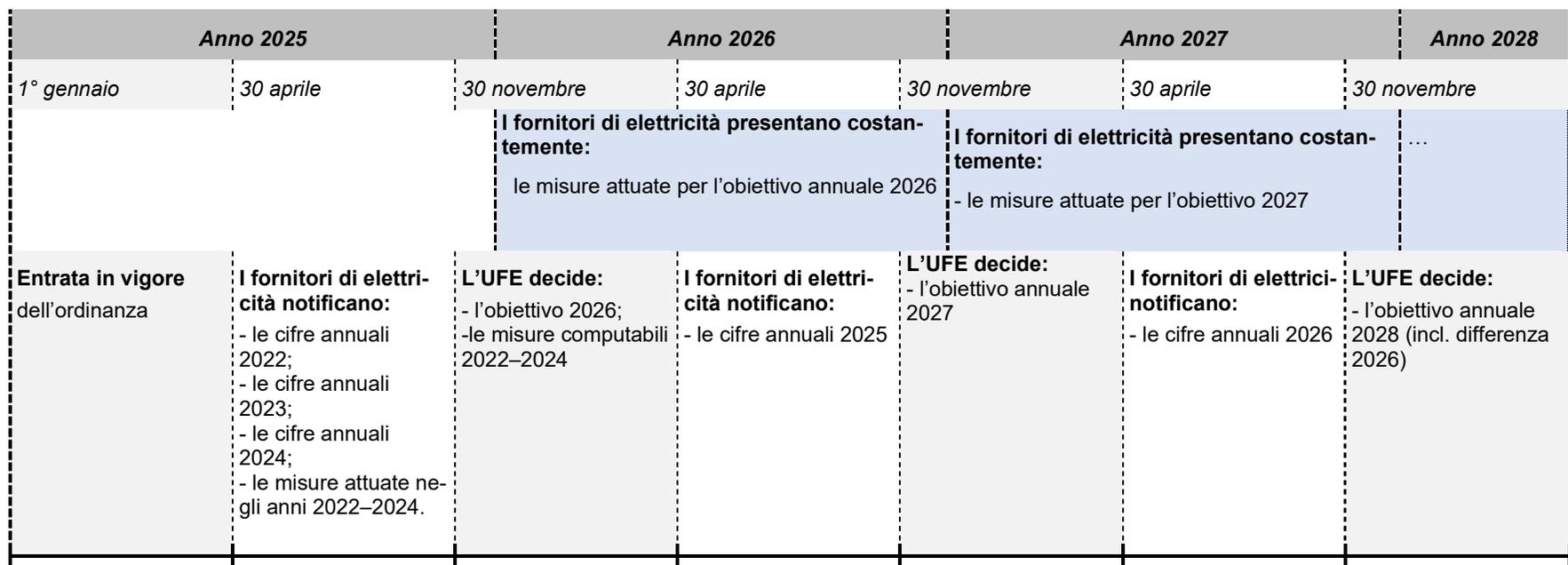


Figura 2: Rappresentazione temporale del processo di comunicazione e decisione

Art. 51h Raggiungimento dell'obiettivo

Nell'anno in cui desiderano che le misure attuate o acquisite vengano computate nell'obiettivo, i fornitori di elettricità le comunicano all'UFE mediante protocollo di risparmio (*cpv. 1, v. fig. 2*).

L'attuazione delle misure e il rispetto dei requisiti per le misure si devono poter dimostrare mediante documenti di prova. La notifica deve quindi comprendere in particolare il protocollo di risparmio pubblicato dall'UFE, compilato in modo corretto e in ogni sua parte (*lett. a*). La documentazione di prova comprende anche la documentazione tecnica, stabilita nel protocollo di risparmio, attestante i risparmi di elettricità (*lett. b*) e i documenti di supporto che riportano la data e l'avvenuta realizzazione della misura (*lett. c*).

Se i fornitori di elettricità non raggiungono l'obiettivo, l'obiettivo previsto per il periodo di riferimento successivo viene incrementato della quota di risparmio mancante. La quota di obiettivo mancante deve essere raggiunta nei tre anni successivi in aggiunta a quanto previsto (art. 46b *cpv. 4* LENE). Se invece i fornitori di elettricità superano l'obiettivo, i risparmi di elettricità conseguiti in eccesso vengono computati per l'obiettivo successivo (*cpv. 3*). La tabella 6 illustra i due scenari di raggiungimento insufficiente o superamento degli obiettivi.

	Caso A	Caso B
Obiettivo secondo le vendite di elettricità di riferimento per l'anno A	100 GWh	100 GWh
Risparmi secondo le misure segnalate per l'anno A	80 GWh	115 GWh
Obiettivo secondo le vendite di elettricità di riferimento per l'anno A+2	105 GWh	105 GWh
Differenza tra obiettivo e risparmi per l'anno A	+ 20 GWh	- 15 GWh
Obiettivo per l'anno A+2	125 GWh	90 GWh

Tabella 6: Esempi di conclusione del periodo di riferimento per gli obiettivi

Art. 51i Controlli

L'UFE controlla se i requisiti legali sono rispettati (*cpv. 1*). In particolare, può esigere l'accesso alla documentazione e alle informazioni necessarie per il controllo (*lett. a*) ed entrare negli edifici, nelle aziende e nelle altre infrastrutture durante il normale orario di lavoro (*lett. b*).

Se dal controllo risulta che le misure notificate non soddisfano i requisiti tecnici e giuridici fissati e quindi non possono essere computate, i risparmi di elettricità del fornitore di elettricità vengono decurtati a posteriori (*cpv. 3*). Se l'anno civile in cui è stata notificata la misura non impugnabile si è già concluso, i risparmi di elettricità devono essere soddisfatti nell'anno civile successivo in aggiunta a quanto previsto.

Ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5^{ter} LAEI, i gestori delle reti di distribuzione possono addossare ai consumatori fissi finali e ai consumatori finali che rinunciano all'accesso alla rete soltanto proporzionalmente i costi dovuti agli obiettivi in materia di efficienza energetica secondo l'articolo 46b LENE. Ai fini dell'osservanza di questa disposizione, la EICOM può verificare i dati e le informazioni concernenti le forniture a consumatori finali (*cpv. 2*).

Art. 51j Pubblicazione

L'UFE pubblica annualmente il numero di fornitori di elettricità con i relativi obiettivi e la somma di tutti gli obiettivi (*lett. a*). Viene pubblicata altresì la percentuale di fornitori di elettricità che hanno raggiunto,

superato o mancato il loro obiettivo (*lett. b*). Infine, vengono pubblicati annualmente il numero e il tipo di misure attuate, nonché i relativi risparmi di elettricità conseguiti (*lett. c*).

Art. 51k Disposizione penale

Le disposizioni relative ai miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità contengono una disposizione penale. Ai sensi dell'articolo 70 capoverso 1 lettera g LEn è punito chiunque, intenzionalmente, non notifica la vendita di elettricità o fornisce indicazioni errate in merito o sulle misure notificate.

Art. 54 Impianti pilota e di dimostrazione nonché progetti pilota e di dimostrazione

Le modifiche sono tese a una formulazione più precisa che porti a una migliore corrispondenza con le attuali e comprovate prassi di promozione nel settore degli impianti e dei progetti pilota e di dimostrazione.

Ora viene esplicitamente menzionato il concetto di «innovazione», che rappresenta una caratteristica fondamentale dei progetti pilota e di dimostrazione ma non era ancora presente nel testo (*cpv. 1 lett. a n. 1*). Nel *capoverso 1 lettera a numero 2* viene introdotta una precisazione sulle caratteristiche di un progetto pilota (anche per delimitarlo rispetto a un progetto di dimostrazione); questa descrizione più precisa delle differenze acquisirà rilevanza in futuro, poiché la revisione dell'articolo 53 LEn prevede un tasso di promozione maggiore per i progetti pilota.

Il *capoverso 1 lettera b numero 1* precisa che per gli impianti e i progetti di dimostrazione la prova del corretto funzionamento deve essere effettuata nelle dimensioni reali (cioè come avverrà in seguito nella pratica) in un ambiente vicino al mercato. Il *numero 2* contiene una precisazione delle caratteristiche di un progetto di dimostrazione, anche per delimitarlo rispetto a un progetto pilota.

Il *capoverso 2* relativo ai progetti faro è integrato con il concetto di «risonanza», essendo questo un loro tratto essenziale, decisivo per una loro comunicazione riuscita.

Art. 61 cpv. 1 e 3

Le modifiche sono tese a una formulazione più precisa che porti a una migliore corrispondenza con le attuali e comprovate prassi di promozione nel settore degli impianti e dei progetti pilota e di dimostrazione.

Nel *capoverso 1* viene modificato l'ordine e si precisano i criteri principali per i progetti pilota e di dimostrazione per facilitarne l'esecuzione (se ne possono trarre criteri di valutazione più semplici per le domande concrete) e che questi devono essere più congruenti con l'attuale politica energetica e le recenti revisioni della LEn:

- *lett. a*: si precisa che dai progetti ci si attende un contributo concreto e che la politica energetica comprende inevitabilmente anche la politica climatica (decarbonizzazione, sequestro del CO₂, economia circolare ecc.);
- *lett. b*: analogamente all'articolo 54 capoverso 1 numero 1, vi è un'integrazione per quanto riguarda l'aspetto dell'innovazione e si precisa che i progetti in genere comprendono attività di sviluppo e soprattutto di collaudo e che dai progetti risulta un concreto guadagno di conoscenze (che rientra nel succitato contributo secondo la *lett. a*);
- *lett. c*: si precisa che qui si intende il potenziale di mercato della tecnologia da sviluppare, ma la probabilità di successo comprende il progetto stesso (p. es. le competenze dei promotori di progetti o la procedura seguita nel progetto);
- *lett. d*: viene adeguato il criterio secondo cui deve essere garantita solo l'accessibilità dei risultati al pubblico, senza che vi sia un obbligo per i promotori di progetti di diffonderli attivamente;

- *lett. e*: un aspetto già importante dell'esecuzione, che la revisione dell'articolo 53 LEn renderà ancora più rilevante in futuro, è che i costi del progetto siano proporzionati ai criteri per il progetto di cui alle lettere a–d.

Il *capoverso 3* adegua i criteri per la determinazione dell'ammontare dell'aiuto finanziario. I criteri finora utilizzati si sono rivelati poco praticabili (soprattutto perché i progetti presentano scarse differenze sotto questo profilo). Ora il rapporto di cui al *capoverso 1* lettera e dovrà essere il criterio decisivo, perché consente una visione globale della qualità e una valutazione delle prescrizioni dell'articolo 53 LEn riveduto.

Art. 69b Panoramica territoriale degli impianti di produzione di combustibili e carburanti

È di interesse generale disporre di una panoramica territoriale di tutti gli impianti presenti sul suolo nazionale che producono combustibili e carburanti liquidi o gassosi biologici e idrogeno di origine non biologica. In questo modo è possibile tracciare in particolare l'approvvigionamento energetico. Lo scopo è quello di registrare tutti gli impianti di produzione, evidenziando anche le proporzioni tra i vari vettori energetici. Analogamente alla panoramica territoriale degli impianti di produzione dell'elettricità di cui all'articolo 69a, l'UFE dovrebbe quindi pubblicare lo stesso tipo di informazioni anche per i dati (geodati) concernenti gli impianti di produzione nazionali di biocombustibili e biocarburanti e di idrogeno di origine non biologica.

Art. 70, rubrica e cpv. 2

Per il trattamento dei dati riguardanti l'esecuzione è necessaria una base giuridica, sia per i dati personali che per quelli concernenti persone giuridiche.

Vari servizi all'interno della Confederazione, in particolare l'UFE, l'UFAM e l'UFAC, hanno accesso alla banca dati per le GO dell'organo d'esecuzione per agevolare e facilitare l'attuazione degli strumenti di politica climatica. In questo modo si riduce l'onere per i soggetti interessati, in quanto non devono più fornire informazioni aggiuntive. Questi dati devono essere trasmessi anche all'UDSC per l'esecuzione della legislazione sull'imposizione degli oli minerali e ai Cantoni per l'esecuzione dei compiti loro assegnati dall'articolo 45 LEn (prescrizioni riguardanti i Cantoni in materia di edifici) e dall'articolo 9 della legge sul CO₂ (rendicontazione dei Cantoni sui provvedimenti adottati per ridurre le emissioni di CO₂ negli edifici). I dati raccolti possono essere utilizzati anche per finalità statistiche. Tale utilizzo è retto dall'articolo 39 della legge federale del 25 settembre 2020 sulla protezione dei dati (LPD; RS 235.1) e dall'articolo 4 della legge del 9 ottobre 1992 sulla statistica federale (LStat; RS 431.01).

Art. 80a Disposizione transitoria relative alle garanzie di origine per combustibili e carburanti

Il nuovo sistema di GO sostituirà il servizio di clearing designato dall'industria del gas dal 1° gennaio 2025. I dati del servizio di clearing devono essere trasferiti nel registro (*cpv. 1*). A causa dello sfalsamento temporale tra la produzione e la notifica delle quantità, il servizio di clearing continuerà a svolgere la sua attività fino alla fine di febbraio 2025, e fino a quel momento elaborerà e poi comunicherà al registro le ultime notifiche di dati sulla base dei dati di produzione del 2024. Per le quantità di biogas nazionali prodotte fino al 31 dicembre 2024 e notificate al servizio di clearing entro il 28 febbraio 2025, l'organo d'esecuzione rilascia nuove GO nella sua banca dati (*cpv. 2*). Rilascia inoltre GO per i certificati di biogas esteri documentati dal servizio di clearing dal 1° aprile 2021 al 31 dicembre 2024 (*cpv. 3*). Per i certificati di biogas esteri che sono stati documentati entro il 31 marzo 2021, l'organo d'esecuzione rilascia GO solo se i proprietari dimostrano che le esigenze ecologiche dei principi concernenti il biogas del settore in vigore dal 1° aprile 2021²⁶ sono state soddisfatte (*cpv. 4*).

²⁶ Principi concernenti il biogas (gazenergie.ch). Dal 1° aprile 2021 i certificati importati soddisfano requisiti comparabili al biogas svizzero.

Le GO emesse sulla base di certificati esteri sono valide per dodici mesi, ossia per la durata standard. Le GO per le quantità di biogas prodotte in Svizzera hanno un periodo di validità speciale di 60 mesi. Questa differenza di trattamento è giustificata perché in passato i certificati di biogas esteri non erano soggetti a nessun controllo statale, poiché si trattava soltanto di un trasferimento di certificati senza concomitante importazione di combustibile o carburante, mentre il biogas svizzero era prodotto in Svizzera e registrato (in ingresso e in uscita) nel servizio di clearing per conto dell'UDSC e sotto la sua supervisione. Le nuove GO rilasciate indicheranno esplicitamente che la quantità fisica non è stata importata con la GO. La nuova GO indicherà anche che il certificato è stato trasferito dal precedente servizio di clearing dell'industria del gas.

Art. 80b Disposizione transitoria relativa ai miglioramenti dell'efficienza energetica da parte dei fornitori di elettricità

I fornitori di elettricità di cui all'articolo 51a capoverso 1 possono presentare all'UFE per approvazione entro il 30 aprile 2025 le misure che hanno attuato dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2024 (*cpv.* 2, v. fig. 2). L'UFE verifica quindi la computabilità delle misure presentate a norma degli articoli 51b e 51e. Le misure computabili vengono computate al massimo negli obiettivi dei primi tre anni (*cpv.* 2).

7. Commento all'allegato

1. Ordinanza del 20 novembre 1996 sull'imposizione degli oli minerali (OIOm; RS 641.611)

Art. 2a Collaborazione con l'organo d'esecuzione

Questo articolo crea una base giuridica per il necessario scambio di dati tra l'autorità fiscale UDSC e l'organo d'esecuzione per la gestione del registro delle GO.

Art. 41 cpv. 1^{bis}

Per gli stabilimenti di fabbricazione di biocarburanti autorizzati dall'UDSC con agevolazioni fiscali per la produzione di energia elettrica si rinuncia a una dichiarazione fiscale periodica. Questo capoverso riproduce nel diritto la prassi corrente.

Art. 45e

Il sistema di GO per combustibili e carburanti rileva del tutto i compiti e le funzioni del servizio di clearing dell'industria del gas. Le comunicazioni ai sensi dell'articolo 45e OIOm, quindi, non passano più attraverso il servizio di clearing, ma attraverso il sistema di GO (dell'organo d'esecuzione secondo l'art. 64 LEne). Inoltre, saranno tenuti a comunicare all'UDSC le quantità prodotte e la dichiarazione fiscale attraverso il sistema di GO non solo i produttori di biogas, bioidrogeno o gas sintetico, ma anche i produttori di biocarburanti liquidi. L'intera produzione nazionale di biocarburanti sarà quindi notificata dapprima al sistema di GO, il quale trasmetterà poi i dati necessari all'UDSC. I termini «biogas, bioidrogeno o gas sintetico» sono pertanto sostituiti con «biocarburanti».

Il nuovo *capoverso 6* è stato ripreso dall'accordo dell'allora Direzione generale delle dogane (DGD, oggi UDSC) con il servizio di clearing. Esso disciplina gli obblighi dell'organo d'esecuzione in relazione alla trasmissione dei dati comunicati e alla portata degli obblighi di controllo. I compiti dell'organo d'esecuzione nel settore fiscale non sono disciplinati né dall'OEn né dalla nuova ordinanza dipartimentale sulla garanzia di origine per combustibili e carburanti, poiché la base legale per questi compiti non è la LEne.

2. Ordinanza del 21 maggio 2008 sulla geoinformazione (OGI; RS 510.620)

Allegato 1

I dati di cui all'articolo 69b rappresentano dati di geoinformazione e devono essere inseriti nell'allegato 1 OGI.

3. Ordinanza del 22 novembre 2006 sugli emolumenti e sulle tasse di vigilanza nel settore dell'energia (OE-En; RS 730.05)

Allegato 3

L'esecuzione del sistema di GO viene finanziata tramite emolumenti. Il quadro giuridico è fornito dall'OE-En (art. 14b): per le spese di esecuzione nell'ambito delle GO, l'organo d'esecuzione riscuote emolumenti in base al dispendio. Gli emolumenti più semplici e correlati al principio di causalità sono quelli riscossi per transazione per le sostanze che vengono registrate. All'inizio, oltre agli emolumenti di registrazione, devono essere addebitati solo gli emolumenti per il rilascio o l'importazione di GO. I calcoli hanno dimostrato che è sufficiente un emolumento massimo di 20 ct./MWh per il rilascio o l'importazione di GO. Per gli impianti che sono già registrati nel sistema di GO per l'elettricità non viene addebitato nessun emolumento per la registrazione dell'impianto. Inoltre, gli impianti che non cedono GO (consumo in loco) non devono pagare nulla per il rilascio di GO.

4. Ordinanza del DATEC del 1° novembre 2017 sulla garanzia di origine e l'etichettatura dell'elettricità (OGOE; RS 730.010.1)

Art. 8 cpv. 1, art. 9c e allegato 1

Nel dibattito sulla legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, il Parlamento ha deciso di rinunciare all'apertura completa del mercato dell'elettricità. Ciò significa che i clienti vincolati al servizio universale, come le economie domestiche, continuano a non avere la libertà di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica. Per quanto riguarda l'etichettatura dell'elettricità, ciò significa che questi clienti possono scegliere solo tra i prodotti offerti dal fornitore locale.

L'etichettatura dell'elettricità assolve una funzione di trasparenza nei confronti dei clienti finali. Secondo l'ordinanza vigente (OGOE), l'etichettatura dell'elettricità deve essere inviata una volta all'anno unitamente alla fattura e la composizione dell'elettricità deve essere rappresentata almeno secondo le tabelle allegate all'OGOE. Tale rappresentazione tabellare è stata introdotta oltre 15 anni fa e non è più al passo con le forme moderne di comunicazione alla clientela finale; risulta quindi opportuno modificarla. Ora sarà reso obbligatorio che il confronto fra il prodotto ordinato dal cliente e il mix del fornitore dell'azienda di approvvigionamento elettrico (AAE) sia presentato con una grafica accattivante. Per ora sono poche le AAE che svolgono un vero e proprio marketing per i prodotti, oppure i canali utilizzati per il marketing sono gli opuscoli o Internet, ma non le fatture. In un'ottica di trasparenza, tuttavia, è proprio sulla fattura che va indicato chiaramente qual è il prodotto che il cliente ha acquistato. Ora, quindi, alla fattura andrà allegato un raffronto grafico tra il prodotto scelto e il mix del fornitore.

Inoltre, andranno riportati i dati relativi alle emissioni di CO₂ generate direttamente dalla produzione di elettricità nonché al volume delle scorie radioattive prodotte come da GO.