



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Ufficio federale dell'energia UFE
Divisione Efficienza energetica e Energie rinnovabili

Luglio 2018

Rapporto esplicativo concernente la revisione parziale dell'ordinanza sulla promozione dell'energia (OPEn, RS 730.03)

Sommario

1.	Situazione iniziale	1
2.	Linee generali dell'avamprogetto	1
2.1	Impianti fotovoltaici: adeguamento dei tassi di remunerazione	1
2.2	Impianti geotermici: adeguamento dei tassi di remunerazione	2
2.3	Termini per la notifica dello stato di avanzamento del progetto e della messa in esercizio	2
2.4	Impianti idroelettrici: requisiti minimi di ampliamenti e rinnovamenti conside- revoli	3
2.5	Impianti idroelettrici: impianti con afflussi naturali e pompaggio-turbinaggio	3
3.	Ripercussioni finanziarie e sul personale nonché altre ripercussioni su Confederazione, Cantoni, Comuni ed eventuali altri organi preposti all'esecuzione	4
4.	Ripercussioni su economia, ambiente e società	4
5.	Commento alle singole disposizioni	4
6.	Commenti agli allegati.....	6

1. Situazione iniziale

Il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) verifica periodicamente il calcolo dei costi di produzione nonché dei tassi di remunerazione del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità e li adegua in caso di modifica importante delle circostanze (art. 38 cpv. 2 dell'ordinanza del 1° novembre 2017 sulla promozione dell'energia [OPEN; RS 730.03]). Esso tiene conto di diversi aspetti, come ad es. lo sviluppo delle tecnologie, la loro redditività a lungo termine, i prezzi delle fonti di energia primaria, dei canoni per i diritti d'acqua e del mercato dei capitali. A seguito di queste verifiche dei costi, nel quadro del presente avamprogetto vengono adeguati alcuni tassi di remunerazione. Inoltre vengono disciplinati alcuni dettagli esecutivi che interessano in particolare i gestori e i titolari di progetti riguardanti impianti eolici e idroelettrici.

2. Linee generali dell'avamprogetto

2.1 Impianti fotovoltaici: adeguamento dei tassi di remunerazione

Nel caso degli impianti fotovoltaici sono stati verificati i tassi di remunerazione del sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità (RIC) e le remunerazioni uniche.

Dal 1° aprile 2019 la **rimunerazione per l'immissione di elettricità** per gli impianti fotovoltaici viene ridotta a 10 ct./kWh. Questa riduzione del 9 per cento rispetto al 2018 è motivata dalla diminuzione dei costi d'investimento per gli impianti a partire da una potenza di 100 kW, per i quali in linea di principio la remunerazione per l'immissione di elettricità è disponibile.

I principali fattori di costo per un impianto con una potenza di 100 kW di seguito elencati costituiscono la base per la riduzione del tasso di remunerazione. Eccezion fatta per i costi d'investimento e l'intervallo per la tariffa di ripresa, le ipotesi corrispondono a quelle contenute nel rapporto concernente la revisione dell'ordinanza del 1° novembre 2017 sull'energia (OEN; RS 730.01) del maggio 2016:

- media delle ore a pieno carico: 945 h
- durata di vita: 25 anni
- costi d'investimento specifici: 1100 fr./kWp
(-18% rispetto al valore di ottobre 2017 per gli impianti con una potenza di 100 kW)
- costi d'esercizio e di manutenzione specifici: 3,5 ct./kWh
- grado di consumo proprio: 40%
- prezzo al consumatore finale: 14 ct./kWh
- tariffa di ripresa: 6–9 ct./kWh

Per la **rimunerazione unica** vengono considerati unicamente i costi d'investimento per la determinazione del contributo di base e del contributo legato alla potenza. Questi, conformemente alla legge del 30 settembre 2016 sull'energia (LEne; RS 730.0) non possono superare il 30 per cento dei costi d'investimento di impianti di riferimento. Dal 1° aprile 2019 le remunerazioni uniche copriranno mediamente dal 17 al 28 per cento dei costi d'investimento.

Le riduzioni delle remunerazioni uniche per gli impianti annessi e isolati riguardano i contributi legati alla potenza fino a 30 kW, fino a 100 kW nonché da 100 kW. Questi vengono ridotti da fr. 400 o fr. 300 a fr. 280. Il contributo di base viene mantenuto. Alla base di questi adeguamenti vi è l'andamento dinamico del mercato osservato nel 2017 e 2018. Ad esempio nel segmento di mercato fino a 100 kW vengono realizzati molti più impianti rispetto al segmento oltre i 100 kW. Con la riduzione più marcata della remunerazione per gli impianti più piccoli si intende reagire a questo sviluppo e sostenere l'incremento nel segmento a partire da 100 kW, dove la riduzione è più contenuta. Inoltre questa «flat rate» di un contributo legato alla potenza di fr. 280 semplifica il sistema dei contributi di promozione e favorisce la concorrenza tra gli impianti di diverse dimensioni, in modo che nella scelta delle dimen-

sioni dell'impianto il contributo di promozione assuma un ruolo meno importante rispetto ad altri fattori (ad es. il grado di consumo proprio).

Sempre dal 1° aprile 2019 vengono adeguate anche le remunerazioni uniche per gli impianti integrati che mediamente saranno superiori del 13 per cento rispetto a quelle per gli impianti annessi e isolati. La differenza corrisponde alla differenza di prezzo attualmente rilevata dall'Ufficio federale dell'energia (UFE). La base in questo caso è costituita dal confronto dei preventivi per gli impianti fotovoltaici e gli impianti solari termici messo a disposizione dal Programma SvizzeraEnergia (<https://www.svizzeraenergia.ch/page/it-ch/confronto-gratuito-dei-preventivi-per-il-vostro-futuro-impianto-solare>).

2.2 Impianti geotermici: adeguamento dei tassi di remunerazione

Dal 1° aprile 2019 la remunerazione per l'immissione di elettricità per gli impianti geotermici idrotermali e petrotermali aumenta di 6,5 ct./kWh in tutte le classi di potenza.

All'origine di questo incremento vi è l'aumento del tasso d'interesse sul capitale del 5,44 per cento applicato all'impianto geotermico di riferimento. Inoltre nel calcolo dell'impianto di riferimento sono confluiti nuovi dati sui costi ricavati dalle perforazioni realizzate nonché dati relativi alla progettazione. Infine sono state integrate le ipotesi di uno studio condotto dal Paul Scherrer Institut (PSI) (TA-Swiss 62/2015: «Energy from the Earth. Deep Geothermal as a Resource for the Future?», pagg. 155–182). Nel calcolo dei costi complessivi si ipotizza uno sfruttamento dell'impianto del 90–95 per cento a fronte di una durata di vita di 30 anni. I costi d'investimento dell'impianto di riferimento ammontano a circa fr. 85 000 000, da cui si ricavano costi di capitale specifici di circa fr. 23 000 per kW di potenza elettrica installata. I costi d'esercizio e di manutenzione sono fissati a 7 ct./kWh. La durata della remunerazione per l'immissione di elettricità è di 15 anni, dopodiché l'energia elettrica viene venduta a 7 ct./kWh.

Questi adeguamenti sono necessari per garantire ai titolari dei progetti una sufficiente sicurezza degli investimenti e nella pianificazione. In tal modo si assicura il proseguimento dei progetti in corso e della prospezione del sottosuolo profondo.

2.3 Termini per la notifica dello stato di avanzamento del progetto e della messa in esercizio

Originariamente i termini riportati negli allegati da 1.1 a 1.5 dell'OPEN per la presentazione delle notifiche dello stato di avanzamento del progetto e della messa in esercizio erano stati fissati in modo da poter essere rispettati con il normale svolgimento delle fasi di pianificazione e progettazione. Tuttavia negli anni scorsi è emersa una difficoltà nel rispettarli, soprattutto nel caso degli impianti eolici e idroelettrici.

Le cause sono da ricercare innanzitutto nella risoluta opposizione a determinati progetti che porta a ricorrere a tutti i rimedi giuridici disponibili.

Secondariamente mancano ancora numerose basi concernenti gli effetti sull'ambiente degli impianti di produzione di energia, oppure le basi esistenti cambiano nel corso della realizzazione del progetto al punto tale che determinati lavori e fasi procedurali devono essere ripetuti o integrati (ad es. l'esame dell'impatto sull'ambiente).

Infine i processi di individuazione delle soluzioni in caso di conflitti sugli obiettivi tra produzione di energia e altri interessi federali si rivelano spesso molto lunghi e onerosi. Per questa ragione l'articolo 23 OPEN prevede in particolare una sospensione dei termini in caso di procedure di ricorso. Del fatto che diverse fasi procedurali dai tempi molto lunghi spesso debbano essere ripetute anche due o più volte si tiene conto con una proroga dei rispettivi termini per gli impianti eolici e idroelettrici negli allegati da 1.1 a 1.3 dell'OPEN. Questi nuovi termini valgono anche per i termini non ancora sca-

duti al momento dell'entrata in vigore dell'OPEn riveduta per i titolari di progetti che già prima del 1° gennaio 2018 avevano ottenuto una decisione positiva, non ancora revocata da Swissgrid o Pronovo.

I nuovi termini non incidono in alcun modo sulla tabella di marcia per la riduzione graduale del supplemento rete dal 2030. La proroga dei termini punta a concretizzare le probabilità di realizzazione sinora ipotizzate per gli impianti idroelettrici ed eolici.

2.4 Impianti idroelettrici: requisiti minimi di ampliamenti e rinnovamenti considerevoli

Gli impianti che ai sensi del diritto anteriore hanno avuto accesso alla RIC o hanno ottenuto una decisione positiva a seguito di un ampliamento e rinnovamento considerevole, dopo il rinnovamento dell'impianto non possono produrre meno elettricità di quanta ne producessero prima del rinnovamento (art. 3a cpv. 1 lett. b vOEn). Se a causa di limitazioni della produzione dovute a condizioni poste dalle autorità (ad es. imposte per il deflusso residuale o risanamento di impianti idroelettrici) questa produzione minima non può essere rispettata, in questa entità è considerata comunque come raggiunta. Tali perdite di produzione quindi non devono essere compensate con un ulteriore aumento della produzione. La computabilità delle condizioni poste dalle autorità vale analogamente per gli impianti che ai sensi del diritto anteriore hanno avuto accesso alla RIC o hanno ottenuto una decisione positiva in seguito a una produzione supplementare (art. 3a cpv. 2 vOEn).

In conformità del precedente articolo 3^{quater} capoverso 3 vOEn, per lo stesso gruppo di impianti si prevede che in caso di mancato rispetto dei requisiti per un ampliamento o rinnovamento considerevole per ragioni non imputabili al produttore e per le quali non è possibile adottare contromisure, la remunerazione per l'immissione di elettricità può comunque essere versata per una durata massima pari a un terzo della durata della remunerazione. Tra queste ragioni si citano in particolare le fasi di siccità, in cui il gestore non è in grado di rispettare la produzione minima a causa delle condizioni climatiche. Le ragioni da far valere devono essere dimostrate e comprovate in ogni singolo caso.

Nel corso della durata della remunerazione la produzione annuale viene verificata singolarmente per ogni anno civile. Gli anni civili in cui la produzione minima non è raggiunta vengono sommati: se la somma di questi anni supera un terzo della durata della remunerazione, l'impianto viene escluso dal sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità.

2.5 Impianti idroelettrici: impianti con afflussi naturali e pompaggio-turbinaggio

Conformemente all'articolo 24 capoverso 1 lettera b LEn le centrali di pompaggio non possono beneficiare di contributi d'investimento. Con le nuove disposizioni negli articoli 62 lettera c e 63 capoverso 4^{bis} OPEn si tiene conto del fatto che, oltre alle vere e proprie stazioni di pompaggio-turbinaggio senza diritto ai contributi, esistono impianti idroelettrici i quali per la produzione utilizzano sia afflussi naturali che acqua turbinata. Nel quadro del dibattito parlamentare relativo all'esclusione delle (vere e proprie) centrali di pompaggio è risultato determinante il fatto che il pompaggio-turbinaggio non ottenesse alcun sostegno finanziario.

Pertanto ai fini dei contributi d'investimento i costi d'investimento relativi alle parti dell'impianto che servono (parzialmente) al pompaggio-turbinaggio non sono computabili e, di conseguenza, nel calcolo dei costi aggiuntivi non ammortizzabili non sono considerati gli afflussi e i deflussi di denaro derivanti dal pompaggio-turbinaggio.

3. Ripercussioni finanziarie e sul personale nonché altre ripercussioni su Confederazione, Cantoni, Comuni ed eventuali altri organi preposti all'esecuzione

Le modifiche dell'ordinanza previste non hanno nessuna particolare ripercussione finanziaria e sul personale né altre ripercussioni su Confederazione, Cantoni, Comuni ed eventuali altri organi preposti all'esecuzione.

4. Ripercussioni su economia, ambiente e società

L'adeguamento dei tassi di remunerazione per gli impianti fotovoltaici favorisce una maggiore diffusione in Svizzera di questi impianti, e a prezzi più convenienti. Il settore sarà esposto a una maggiore pressione sui prezzi che a sua volta farà crescere ulteriormente la concorrenza.

L'aumento dei tassi di remunerazione per gli impianti geotermici offre ai titolari dei progetti concernenti questi impianti una sufficiente sicurezza degli investimenti e agevola lo sviluppo di questa tecnologia in Svizzera. Inoltre il proseguimento dei progetti permette di acquisire importanti conoscenze sul sottosuolo geologico svizzero.

5. Commenti alle singole disposizioni

Art. 23 cpv. 2^{bis} e 3

Dalla prassi è emerso che nell'ambito dei progetti oggetto di procedure di ricorso concernenti la progettazione, concessione o costruzione spesso non vengono rispettati i termini per lo stato di avanzamento del progetto e la messa in esercizio. Pertanto viene prevista una sospensione dei termini per la durata di tali procedure (cpv. 2^{bis}). Per garantire la certezza del diritto i termini sono prorogati al massimo del doppio del termine originariamente previsto (cpv. 3).

Art. 25 cpv. 6

Sinora non era esplicitamente disciplinato il trattamento degli impianti nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità che per l'alimentazione ausiliaria dell'impianto prelevassero temporaneamente più elettricità dalla rete di quanta ne immettessero. È il caso in particolare degli impianti in fase di revisione in cui l'alimentazione ausiliaria dell'impianto risulta superiore alla produzione. Secondo l'articolo 4 capoverso 2 dell'ordinanza del DATEC del 1° novembre 2017 sulla garanzia di origine e l'etichettatura dell'elettricità (OGOE; RS 730.010.1) la produzione netta che costituisce la differenza tra produzione lorda e consumo dell'impianto (alimentazione ausiliaria) dev'essere rilevata e quindi remunerata. L'alimentazione ausiliaria ha pertanto un valore pari all'ammontare del tasso di remunerazione. In base alla formula di calcolo della produzione netta l'energia prelevata può essere fatturata soltanto al tasso di remunerazione RIC; non vengono ulteriormente addebitati né il supplemento rete né i costi per i servizi di sistema o altri emolumenti. In linea di principio non va fatta alcuna distinzione tra «periodi di produzione» e «periodi di inattività».

Art. 30 cpv. 1 lett. a

In conformità con il diritto previgente l'organo d'esecuzione deve disporre l'esclusione dal sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità soltanto se i requisiti per il diritto o i requisiti minimi non sono rispettati per tre anni civili consecutivi.

Art. 62 e art. 63 cpv. 4^{bis}

La precedente lettera a viene abrogata, poiché chi senza garanzia di principio o autorizzazione inizia anticipatamente i lavori di costruzione, ampliamento o rinnovamento, ai sensi dell'articolo 28 LEné non può beneficiare di un contributo d'investimento. Essa è sostituita con una disposizione che unitamente al nuovo capoverso 2 disciplina i costi non computabili degli impianti con pompaggio-turbinaggio.

Nel caso degli impianti che utilizzano per la produzione sia afflussi naturali che acqua pompata, i costi e i ricavi derivanti dal pompaggio-turbinaggio e di conseguenza i relativi afflussi e deflussi di denaro non vengono considerati nell'ambito dei contributi d'investimento. Non sono computabili ad esempio: per intero i costi per le parti dell'impianto utilizzate esclusivamente per il pompaggio-turbinaggio (ad es. una pompa di circolazione) e, proporzionalmente, le parti dell'impianto utilizzate per la produzione sia da afflussi naturali sia da acqua pompata (ad es. turbina, centrale). I costi energetici per la pompa di circolazione non sono considerati nella loro totalità. Per quanto riguarda i ricavi, attraverso i profili di produzione si determinano le quote imputabili al pompaggio-turbinaggio, anch'esse da tralasciare ai fini dei contributi d'investimento.

Art. 67 cpv. 1

L'articolo 19 capoverso 4 lettera c LEnE definisce gli impianti d'incenerimento dei rifiuti come impianti d'incenerimento di rifiuti urbani. Attualmente nell'articolo 67 capoverso 1 OPEn viene citato in modo generico il termine «rifiuti». Viene quindi precisato che si tratta di rifiuti urbani.

Art. 98 cpv. 1 lett. d

Come già nel diritto previgente dev'essere pubblicato l'ammontare della remunerazione e non il tasso di remunerazione.

6. Commenti agli allegati

Allegato 1.1

Numero 5

I termini per lo stato di avanzamento del progetto e la messa in esercizio si orientano allo svolgimento delle procedure che un progetto deve seguire, dalla progettazione fino alla messa in esercizio. Dalla prassi è emerso che spesso, a causa delle modifiche nella prassi o degli effetti dei ricorsi, le fasi procedurali devono essere ripetute, anche più volte. A questa problematica si reagisce con una proroga dei relativi termini.

Numero 6.4

Gli impianti che in virtù del diritto anteriore, a seguito di un ampliamento o rinnovamento considerevole hanno avuto accesso alla RIC o hanno ottenuto una decisione positiva, devono rispettare determinate produzioni minime (art. 3a in combinato disposto con gli allegati 1.1–1.5 vOEn). Se a causa di limitazioni della produzione dovute a condizioni poste dalle autorità (ad es. imposte per il deflusso residuale o risanamento di impianti idroelettrici) detta produzione minima non può essere rispettata, queste perdite di produzione possono essere dedotte dalla necessaria produzione minima o supplementare. Tali perdite di produzione quindi non devono essere compensate con un ulteriore aumento della produzione.

Numero 6.5

Per gli impianti di cui al numero 6.4 si prevede inoltre che in caso di mancato rispetto della summenzionata produzione minima per ragioni non imputabili al produttore e per le quali non è possibile adottare delle contromisure, la remunerazione per l'immissione di elettricità può comunque essere versata per una durata massima pari a un terzo della durata della remunerazione. Tra queste ragioni si citano in particolare le fasi di siccità, in cui il gestore non è in grado di rispettare la produzione minima a causa delle condizioni climatiche. Le ragioni da far valere devono essere dimostrate e comprovate in ogni singolo caso.

Se i requisiti minimi non sono rispettati anche oltre tale durata, l'impianto viene escluso dal sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità.

Allegato 1.2

Numero 2.2

Nella tabella al numero 2.2 sono riportati i nuovi tassi di remunerazione per gli impianti fotovoltaici con messa in esercizio dal 1° aprile 2019.

Allegato 1.3

Numero 5

Per la proroga dei termini cfr. spiegazioni all'allegato 1.1 numero 5.

Allegato 1.4

Numeri 4.2 e 4.3

Nelle tabelle ai numeri 4.2 e 4.3 sono riportati i nuovi tassi di remunerazione per gli impianti geotermici idrotermali e petrotermali.

Allegato 2.1

Numeri 2.2 e 2.3

Nelle tabelle ai numeri 2.1 e 2.3 sono riportati i nuovi importi del contributo di base e del contributo legato alla potenza per gli impianti integrati nonché per gli impianti annessi e isolati a partire dal 1° aprile 2019.