

Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI)

del 14 marzo 2008 (Stato 1° maggio 2008)

Il Consiglio federale svizzero,

visto l'articolo 30 capoverso 2 della legge del 23 marzo 2007¹
sull'approvvigionamento elettrico (LAEI),

ordina:

Capitolo 1: Disposizioni generali

Art. 1 Oggetto e campo d'applicazione

¹ La presente ordinanza disciplina la prima fase di apertura del mercato dell'elettricità, durante la quale i consumatori fissi finali non hanno diritto d'accesso alla rete ai sensi dell'articolo 13 capoverso 1 LAEI.

² La rete di trasporto delle ferrovie svizzere, gestita con una frequenza di 16,7 Hz e un livello di tensione di 132 kV, sottostà alla LAEI nella misura in cui questa intende creare le condizioni per garantire un approvvigionamento di energia elettrica sicuro. Si applicano in particolare gli articoli 4 capoverso 1 lettere a e b, 8, 9 e 11 LAEI.

³ La rete di trasporto delle ferrovie svizzere, gestita con una frequenza di 16,7 Hz e un livello di tensione di 132 kV, è considerata consumatore finale ai sensi della LAEI e della presente ordinanza. I suoi punti di immissione e di prelievo collegati con la rete di trasporto da 50 Hz sono considerati come singolo punto di immissione e di prelievo.

⁴ La LAEI e la presente ordinanza si applicano anche alle linee elettriche transfrontaliere a corrente continua della rete di trasporto e ai necessari impianti accessori.

Art. 2 Definizioni

¹ Nella presente ordinanza si intende per:

- a. *programma previsionale*: serie temporale, pattuita in livelli medi di potenza, relativa alla fornitura e all'acquisto di energia elettrica durante un determinato periodo di tempo;
- b. *energia di compensazione*: energia elettrica fatturata per compensare la differenza tra l'acquisto o la fornitura effettivi di un gruppo di bilancio e il relativo acquisto o la relativa fornitura secondo il piano previsionale;

RU 2008 1223

¹ RS 734.7

- c. *punto di immissione e punto di prelievo*: punto della rete in cui un flusso di energia in entrata e in uscita è rilevato e conteggiato o registrato (punto di misurazione);
 - d. *gestione del bilancio*: insieme dei provvedimenti tecnici, organizzativi e di conteggio per la tenuta continua del bilancio energetico e di potenza nel sistema dell'energia elettrica; vi rientrano in particolare la gestione del programma previsionale, la gestione dei dati di misurazione e la gestione del pareggio di bilancio;
 - e. *gruppo di bilancio*: raggruppamento giuridico di operatori del mercato dell'energia elettrica per creare, rispetto alla società nazionale di rete, un'unità comune di misurazione e di conteggio all'interno della zona di regolazione Svizzera;
 - f. *consumatori finali con servizio universale*: consumatori fissi finali e consumatori finali che rinunciano all'accesso alla rete (art. 6 cpv. 1 LAEI).
- 2 Alla rete di trasporto appartengono in particolare anche:
- a. le linee comprese le strutture portanti;
 - b. i trasformatori di accoppiamento, i sezionatori, le installazioni di misurazione, comando e comunicazione;
 - c. gli impianti utilizzati con altri livelli di rete, che vengono impiegati soprattutto nell'ambito della rete di trasporto o senza i quali quest'ultima non può essere gestita in modo sicuro o efficiente;
 - d. i quadri di comando prima dei trasformatori nel passaggio ad un altro livello di tensione o ad una centrale elettrica.

Capitolo 2: Sicurezza dell'approvvigionamento

Art. 3 Allacciamento alla rete

¹ I gestori di reti emanano direttive trasparenti e non discriminatorie per l'attribuzione di consumatori finali, produttori di energia elettrica e gestori di reti a un determinato livello di tensione nonché per la qualità minima della fornitura di energia elettrica per livello di rete.

² Emanano direttive per l'indennizzo in caso di cambiamento di allacciamento.

³ In caso di controversie in relazione all'attribuzione di consumatori finali, produttori di energia e gestori di reti nonché all'indennizzo in caso di cambiamento di allacciamento decide la Commissione dell'energia elettrica (ElCom).

Art. 4 Tariffe per l'energia elettrica e contabilità per unità finali di imputazione nella fornitura di energia

¹ La quota tariffaria per la fornitura di energia a consumatori finali con servizio universale si basa sui prezzi di costo di una produzione efficiente e su contratti di

acquisto a lungo termine del gestore della rete di distribuzione. Se i prezzi di costo superano i prezzi di mercato, la quota tariffaria si basa su questi ultimi.

² Il gestore della rete di distribuzione è tenuto a motivare ai consumatori finali con servizio universale ogni aumento o diminuzione delle tariffe dell'energia elettrica. Nella motivazione devono essere specificate le variazioni dei costi che comportano l'aumento o la riduzione delle tariffe.

³ Il gestore della rete di distribuzione è tenuto a notificare alla ElCom gli aumenti delle tariffe con la motivazione comunicata ai consumatori finali.

Art. 5 Garanzia di una rete sicura, performante ed efficiente

¹ La società nazionale di rete, i gestori di rete, i produttori e gli altri partecipanti adottano provvedimenti preliminari per garantire una gestione sicura della rete. A tal fine, tengono conto di trattati, norme e raccomandazioni internazionali di organizzazioni specializzate riconosciute, segnatamente delle direttive della «Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)».

² La società nazionale di rete concorda con i gestori di rete, i produttori e gli altri partecipanti, in modo unitario, i provvedimenti da adottare per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, in particolare un regolamento per la riduzione automatica del carico e per l'adeguamento della produzione nelle centrali elettriche in caso di minaccia per l'esercizio stabile della rete.

³ Se un gestore di rete, un produttore o uno degli altri partecipanti si rifiuta di concludere un accordo ai sensi del capoverso 2, la ElCom dispone mediante decisione la conclusione del contratto.

⁴ In caso di minaccia per l'esercizio stabile della rete, la società nazionale di rete deve, per legge, adottare o disporre tutti i provvedimenti necessari a garantire la sicurezza della rete (art. 20 cpv. 2 lett. c LAEl). Se una disposizione della società nazionale di rete non è rispettata, questa può adottare una misura sostitutiva a spese del destinatario della disposizione.

⁵ Gli obblighi derivanti da accordi ai sensi dei capoversi 2 e 3 e l'imputazione delle spese di cui al capoverso 4 sono fatti valere al foro civile.

⁶ L'Ufficio federale dell'energia (UFE) può fissare requisiti tecnici e amministrativi minimi per garantire una rete sicura, performante ed efficiente, nonché dichiarare vincolanti le disposizioni tecniche e amministrative della «Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)».

Art. 6 Piani pluriennali e informazione della ElCom

¹ I gestori delle reti di distribuzione con tensione pari o inferiore a 36 kV sono esentati dai seguenti obblighi:

- a. obbligo di allestire piani pluriennali ai sensi dell'articolo 8 capoverso 2 LAEl;
- b. obbligo di informazione nei confronti della ElCom ai sensi dell'articolo 8 capoverso 3 LAEl.

² Tutti i gestori di reti sono tenuti a presentare ogni anno alla EICOM gli usuali indicatori internazionali relativi alla qualità dell'approvvigionamento, come la durata media di interruzione («Customer Average Interruption Duration Index», CAIDI), la non disponibilità media del sistema («System Average Interruption Duration Index», SAIDI) e la frequenza media di interruzione («System Average Interruption Frequency Index», SAIFI).

Capitolo 3: Utilizzazione della rete

Sezione 1: Conto annuo e conto dei costi, metrologia e informazione

Art. 7 Conto annuo e conto dei costi

¹ I gestori e i proprietari di reti di distribuzione e di trasporto possono definire liberamente il loro anno contabile. In particolare l'anno contabile può coincidere con l'anno civile o l'anno idrologico.

² I gestori e i proprietari di rete elaborano un metodo uniforme per l'allestimento del conto dei costi ed emanano a tal fine direttive trasparenti.

³ Nel conto dei costi devono essere espone separatamente tutte le voci necessarie per il calcolo dei costi computabili, in particolare:

- a. costi calcolatori del capitale relativi alle reti;
- b. impianti valutati sulla base dei prezzi di sostituzione (ai sensi dell'art. 13 cpv. 4);
- c. costi d'esercizio delle reti;
- d. costi delle reti di livello superiore;
- e. costi delle prestazioni di servizio relative al sistema;
- f. costi per la metrologia e l'informazione;
- g. costi amministrativi;
- h. costi per i potenziamenti della rete necessari all'immissione di elettricità conformemente agli articoli 7, 7a e 7b della legge del 26 giugno 1998² sull'energia;
- i. costi per gli allacciamenti alla rete e i contributi per i costi di rete;
- j. altri costi fatturati individualmente;
- k. tributi e prestazioni agli enti pubblici;
- l. imposte dirette.

⁴ Ogni gestore e ogni proprietario di rete specifica le regole per l'attivazione degli investimenti.

⁵ Egli deve attribuire alla rete i costi singoli direttamente e i costi generali in base ad una chiave di ripartizione in funzione del principio di causalità. Le chiavi di riparti-

² RS 730.0

zione di riferimento devono essere adeguate, chiare e fissate per iscritto nonché essere conformi al principio della continuità.

⁶ I proprietari di rete forniscono al gestore di rete le indicazioni necessarie all'allestimento del conto dei costi.

Art. 8 Metrologia e processi informativi

¹ I gestori di rete sono responsabili della metrologia e dei processi informativi.

² Essi emanano direttive trasparenti e non discriminatorie, in particolare sugli obblighi dei partecipanti e i tempi e la forma dei dati da trasmettere. La regolamentazione deve essere trasparente e non discriminatoria. Le direttive devono prevedere che anche terzi, con l'approvazione del gestore di rete, possano fornire prestazioni di servizio nel campo della metrologia e dei servizi informativi.

³ I gestori di rete mettono tempestivamente a disposizione dei partecipanti dati di misurazione e informazioni uniformi e non discriminatori necessari all'esercizio della rete, alla gestione del bilancio, alla fornitura di energia, all'imputazione dei costi, al calcolo dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete e le procedure di conteggio nell'ambito della legge del 26 giugno 1998³ sull'energia e dell'ordinanza del 7 dicembre 1998⁴ sull'energia. Tali prestazioni non possono essere fatturate ai beneficiari in aggiunta al corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Se le prestazioni ai sensi del presente paragrafo sono fornite da terzi, i gestori di rete sono tenuti ad indennizzarle adeguatamente.

⁴ D'intesa con i consumatori finali o i produttori interessati, i gestori di rete forniscono ai responsabili dei gruppi di bilancio e agli altri partecipanti, su richiesta e dietro indennizzo a copertura dei costi, dati e informazioni supplementari. Devono essere forniti tutti i dati rilevati negli ultimi cinque anni.

⁵ Tutti i consumatori finali che esercitano il loro diritto di accesso alla rete e i produttori con una potenza allacciata superiore a 30 kVA devono essere muniti di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati. Essi sostengono i relativi costi di acquisto e i costi ricorrenti.

Art. 9 Fatturazione

Su richiesta del consumatore finale, il gestore di rete fattura ai fornitori di energia l'utilizzazione della rete. L'onere del corrispettivo per l'utilizzazione della rete spetta al consumatore finale.

Art. 10 Pubblicazione delle informazioni

I gestori di rete pubblicano, tra l'altro anche attraverso un unico indirizzo Internet liberamente accessibile, e al più tardi entro il 31 agosto, le informazioni di cui all'articolo 12 capoverso 1 LAEl nonché tutti i tributi e le prestazioni agli enti pubblici.

³ RS 730.0

⁴ RS 730.01

Sezione 2: Accesso alla rete e corrispettivo per l'utilizzazione della rete

Art. 11 Accesso alla rete da parte dei consumatori finali

¹ Per il diritto d'accesso alla rete da parte di consumatori finali è determinante il consumo annuo registrato nel corso degli ultimi 12 mesi precedenti l'ultima lettura. Per consumo annuo s'intende la somma dell'energia elettrica ricevuta in un anno dal consumatore finale per centro di consumo nonché l'energia elettrica prodotta in proprio. Un centro di consumo è l'ubicazione dell'esercizio di un consumatore finale costituente un'unità economica e geografica, con un consumo annuo proprio effettivo, a prescindere dal fatto se dispone di uno o più punti di immissione e di prelievo.

² I consumatori finali con un consumo annuo di almeno 100 MWh che ancora non ricevono energia elettrica in base ad un contratto di fornitura scritto negoziato individualmente possono, entro il 31 ottobre, comunicare al gestore della rete di distribuzione nel loro comprensorio che, a partire dal 1° gennaio dell'anno successivo, eserciteranno il loro diritto d'accesso alla rete. In tal caso l'obbligo di fornitura del gestore della rete di distribuzione ai sensi dell'articolo 6 LAEI decade definitivamente.

³ Il consumatore finale con un consumo annuo stimato di almeno 100 MWh che viene allacciato alla rete di distribuzione comunica al gestore di rete, due mesi prima della messa in esercizio del suo allacciamento, se esercita il suo diritto di accesso alla rete.

⁴ Hanno diritto di accesso alla rete anche i consumatori finali allacciati alle linee elettriche di piccola portata territoriale utilizzate per la distribuzione capillare ai sensi dell'articolo 4 capoverso 1 lettera a LAEI, purché abbiano un consumo annuo di almeno 100 MWh. Le parti interessate concordano le modalità di utilizzazione di queste linee elettriche.

Art. 12 Costi d'esercizio computabili

¹ Per costi d'esercizio computabili si intendono, oltre a quelli previsti all'articolo 15 capoverso 2 LAEI, le remunerazioni a terzi per servizi.

² I gestori di rete fissano direttive trasparenti, unitarie e non discriminatorie per la determinazione dei costi d'esercizio.

Art. 13 Costi del capitale computabili

¹ I gestori di rete fissano in direttive trasparenti e non discriminatorie durate di utilizzazione uniformi e adeguate per i diversi impianti e parti di impianti.

² Gli ammortamenti calcolatori annui sono calcolati a partire dai costi di acquisto e di costruzione degli impianti esistenti, con ammortamento lineare per una determinata durata di utilizzazione in funzione di un valore residuo pari a zero. Per costi di acquisto e di costruzione si intendono esclusivamente i costi sostenuti per la costruzione degli impianti in questione.

³ Per il calcolo degli interessi calcolatori annui sui beni patrimoniali necessari all'esercizio delle reti sono applicabili le regole seguenti:

- a. sono computabili quali beni patrimoniali necessari all'esercizio della rete, al massimo:
 1. i valori residui contabili di acquisto e di costruzione degli impianti esistenti risultanti alla fine dell'anno contabile in base agli ammortamenti ai sensi del capoverso 2, e
 2. il capitale netto d'esercizio necessario all'esercizio della rete;
- b. il tasso d'interesse per i beni patrimoniali necessari all'esercizio della rete corrisponde al rendimento medio percentuale delle obbligazioni della Confederazione con scadenza a dieci anni durante gli ultimi 60 mesi più un indennizzo per i rischi. Nel 2009 questo ammonta a 1,93 punti percentuali. In caso di variazioni del premio per il rischio di mercato, il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) adegua ogni anno l'indennizzo, previa consultazione della ElCom;

⁴ Nel caso in cui eccezionalmente non fosse più possibile determinare i costi iniziali di acquisto e di costruzione degli impianti esistenti, occorre calcolarli nel seguente modo: i prezzi di sostituzione sono calcolati in modo trasparente con adeguati indici di prezzo ufficiali, in funzione del momento dell'acquisto e della costruzione. Devono essere detratti i costi d'esercizio e i costi del capitale già fatturati per i beni patrimoniali necessari all'esercizio della rete. In ogni caso è computabile al massimo il valore di un impianto paragonabile.

Art. 14 Utilizzazione transfrontaliera della rete

¹ Per il calcolo dei costi generati dalle forniture transfrontaliere di cui all'articolo 16 LAEI sono fatte salve le disposizioni internazionali.

² Le entrate risultanti dall'utilizzazione transfrontaliera della rete di trasporto nell'ambito della compensazione tra gestori europei della rete di trasporto («Inter-Transmission System Operator-Compensation», ITC) sono da impiegare interamente per la copertura dei costi computabili della rete di trasporto, previa deduzione della tassa di vigilanza di cui all'articolo 28 LAEI.

³ Nel calcolo delle entrate di cui al capoverso 2 possono essere dedotte solamente quelle perdite di guadagno che non possono essere attribuite ad una causa determinata o che risultano da un'eccezione all'accesso alla rete per le capacità nella rete di trasporto transfrontaliera (art. 17 cpv. 6 LAEI). Le restanti perdite di guadagno sono fatturate a chi le ha generate secondo l'articolo 15 capoverso 1 lettera c.

Art. 15 Imputazione dei costi della rete di trasporto

¹ La società nazionale di rete fattura individualmente:

- a. ai gestori di rete e ai consumatori finali direttamente allacciati alla rete di trasporto i costi per la compensazione delle perdite di energia e la fornitura di energia reattiva da essi generati;

- b. ai gruppi di bilancio i costi per l'energia di compensazione (comprese le quote della potenza messa in riserva per la regolazione secondaria e terziaria) e la gestione del programma previsionale da essi generati;
- c. a chi ha generato ricavi minori per l'utilizzazione transfrontaliera della rete il corrispondente importo. Il DATEC può prevedere regole derogatorie per la concessione di eccezioni di cui all'articolo 17 capoverso 6 LAEL.

² Ai gestori di rete e ai consumatori finali direttamente allacciati alla rete di trasporto la società nazionale di rete fattura, proporzionalmente all'energia elettrica ricevuta dai consumatori finali, i seguenti costi:

- a. i costi per la gestione del sistema e dei dati di misurazione, la capacità di partenza senza alimentazione di rete e la capacità di servizio isolato dei generatori di energia elettrica, il mantenimento della tensione, la regolazione primaria e le quote della potenza messa in riserva per la regolazione secondaria e terziaria, che non possono essere attribuiti ad un gruppo di bilancio;
- b. i costi per i potenziamenti della rete necessari all'immissione di elettricità conformemente agli articoli 7, 7a e 7b della legge del 26 giugno 1998⁵ sull'energia; e
- c. i supplementi ai costi di trasporto delle reti ad alta tensione.

³ Ai consumatori finali allacciati direttamente alla rete di trasporto e ai gestori di rete la società nazionale di rete fattura, in modo non discriminatorio e secondo una tariffa unitaria per la zona di regolazione Svizzera, i rimanenti costi computabili nonché i tributi e le prestazioni agli enti pubblici in base al seguente schema:

- a. al 30 per cento in base all'energia elettrica ricevuta dai consumatori finali allacciati direttamente e da tutti i consumatori finali allacciati alla rete del livello inferiore;
- b. al 60 per cento in base alla media annua della potenza massima mensile effettiva richiesta alla rete di trasporto da ogni consumatore finale allacciato direttamente e da ogni rete del livello inferiore;
- c. al 10 per cento in base a una tariffa di base fissa per punto di prelievo nella rete di trasporto.

Art. 16 Imputazione dei costi della rete di distribuzione

¹ I costi computabili, i tributi e le prestazioni agli enti pubblici non fatturati individualmente nonché la partecipazione ad una rete del livello superiore sono attribuiti ai consumatori finali e ai gestori di rete allacciati direttamente alla rete in questione in base al seguente schema:

- a. al 30 per cento in base all'energia elettrica ricevuta dai consumatori finali allacciati direttamente alla rete e da tutti i consumatori finali allacciati alla rete del livello inferiore;

⁵ RS 730.0

- b. al 70 per cento in base alla media annua della potenza massima mensile effettiva richiesta alla rete del livello superiore da ogni consumatore finale allacciato direttamente alla rete e dalle reti del livello inferiore.

² Il corrispettivo per l'utilizzazione della rete non deve superare, per livello di rete, i costi computabili nonché i tributi e le prestazioni agli enti pubblici del livello di rete in questione.

³ Se l'allacciamento o l'esercizio di impianti di produzione generano costi supplementari eccessivi nelle reti di distribuzione, questi non fanno parte dei costi di rete, bensì devono essere sostenuti in proporzioni adeguate dai produttori.

Art. 17 Imputazione dei costi tra reti e determinazione della potenza massima

I gestori di rete emanano direttive trasparenti e non discriminatorie per l'imputazione dei costi tra reti dello stesso livello direttamente collegate tra di loro e per la determinazione uniforme della media annua della potenza massima mensile effettiva.

Art. 18 Tariffe per l'utilizzazione della rete

¹ I gestori di rete sono responsabili della determinazione delle tariffe per l'utilizzazione della rete.

² A livelli di tensione inferiori a 1 kV per immobili usati tutto l'anno senza misurazione della potenza, la tariffa per l'utilizzazione della rete per i consumatori finali deve consistere per almeno il 70 per cento in una tariffa di lavoro non decrescente (centesimi per kWh).

Art. 19 Studi comparativi di efficienza, verifica delle tariffe per l'utilizzazione della rete e per l'elettricità

¹ Per verificare i tariffari e i corrispettivi per l'utilizzazione della rete nonché le tariffe dell'elettricità, la ElCom effettua studi comparativi di efficienza fra i gestori di rete. A tal fine, collabora con le cerchie interessate. Tiene conto di condizioni strutturali su cui le imprese non possono influire, nonché della qualità dell'approvvigionamento. Nel confrontare i costi computabili tiene altresì conto del grado di ammortamento. Nella verifica fa riferimento ai valori comparativi internazionali.

² Dispone che i guadagni ingiustificati dovuti a corrispettivi per l'utilizzazione della rete o a tariffe dell'elettricità troppo elevati siano compensati mediante riduzione delle tariffe per l'utilizzazione della rete o delle tariffe dell'elettricità.

Sezione 3: Congestioni nelle forniture transfrontaliere, eccezioni all'accesso alla rete e al calcolo dei costi di rete computabili

Art. 20 Procedure per far fronte a congestioni nelle forniture transfrontaliere

¹ La società nazionale di rete riferisce alla ElCom sull'applicazione della regola delle precedenza secondo gli articoli 13 capoverso 3 e 17 capoverso 2 LAEI e le sottopone una proposta per l'impiego delle entrate secondo l'articolo 17 capoverso 5 LAEI.

² Nell'attribuzione delle capacità della rete di trasporto transfrontaliera gli importatori possono far valere il diritto di precedenza delle forniture ai consumatori finali con servizio universale secondo l'articolo 17 capoverso 2 LAEI, solo se dimostrano che senza importazioni non potrebbero adempiere all'obbligo di fornitura e che nel frattempo non hanno notificato forniture a terzi all'estero.

Art. 21 Eccezioni all'accesso alla rete e al calcolo dei costi di rete computabili

¹ Il DATEC, su proposta della società nazionale di rete, emana regole trasparenti e non discriminatorie per la concessione di deroghe ai sensi dell'articolo 17 capoverso 6 LAEI.

² La ElCom si pronuncia con decisione in merito alla concessione di deroghe.

Capitolo 4: Prestazioni di servizio relative al sistema e gruppi di bilancio

Art. 22 Prestazioni di servizio relative al sistema

¹ La società nazionale di rete, laddove non sia essa stessa a fornirle, acquisisce le prestazioni di servizio relative al sistema attraverso una procedura orientata al mercato, non discriminatoria e trasparente.

² Fissa i prezzi relativi alle prestazioni di servizio in modo da coprirne i costi. Se dalla vendita di prestazioni di servizio risulta un guadagno o una perdita, il relativo importo deve essere preso in considerazione nel calcolo dei costi di cui all'articolo 15 capoverso 2 lettera a.

³ I potenziamenti della rete resi necessari dalle immissioni di elettricità da parte di produttori di energia conformemente agli articoli 7, 7a e 7b della legge del 26 giugno 1998⁶ sull'energia fanno parte delle prestazioni di servizio relative al sistema della società nazionale di rete.

⁴ Le remunerazioni per i potenziamenti necessari della rete di cui al capoverso 3 necessitano dell'approvazione della ElCom.

⁶ RS 730.0

⁵ La società nazionale di rete retribuisce al gestore di rete, sulla base dell'approvazione della ElCom, i costi per i necessari potenziamenti della rete di cui al capoverso 3.

⁶ Riferisce annualmente alla ElCom sulla fornitura effettiva e sull'attribuzione dei costi delle prestazioni di servizio relative al sistema.

Art. 23 Gruppi di bilancio

¹ Tutti i punti di immissione e di prelievo attribuiti a un gruppo di bilancio devono trovarsi nella zona di regolazione Svizzera. Ogni punto di immissione e di prelievo deve essere attribuito a un solo gruppo di bilancio.

² La società nazionale di rete fissa in direttive i requisiti minimi per i gruppi di bilancio secondo criteri trasparenti e non discriminatori. A tale riguardo tiene conto degli interessi di piccoli gruppi di bilancio.

³ Stipula un contratto con ogni gruppo di bilancio.

⁴ Ogni gruppo di bilancio designa un partecipante che rappresenti il gruppo di bilancio dinanzi alla società nazionale di rete e a terzi (responsabile del gruppo di bilancio).

⁵ I gruppi di bilancio sono tenuti a pagare al gruppo di bilancio per le energie rinnovabili l'elettricità ritirata secondo l'articolo 7a della legge del 26 giugno 1998⁷ sull'energia in base al prezzo di mercato di cui all'articolo 3j capoverso 2 dell'ordinanza del 7 dicembre 1998⁸ sull'energia.

Art. 24 Gruppo di bilancio per le energie rinnovabili

¹ L'UFE designa il responsabile del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili dopo aver consultato la società nazionale di rete.

² Il responsabile del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili fissa in direttive regole trasparenti e non discriminatorie per l'immissione di elettricità ai sensi dell'articolo 7a della legge del 26 giugno 1998⁹ sull'energia. Tali direttive necessitano dell'approvazione dell'UFE. Il responsabile del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili può stabilire remunerazioni basate sul piano previsionale per le tecnologie a produzione comandabile. Il prezzo medio annuo deve tuttavia corrispondere almeno alle remunerazioni secondo le appendici 1.1 fino a 1.5 dell'ordinanza del 7 dicembre 1998¹⁰ sull'energia.

³ Può rifiutarsi di remunerare l'elettricità ritirata ai sensi degli articoli 7a della legge del 26 giugno 1998 sull'energia, se il produttore non presenta in tempo utile le informazioni richieste o se infrange le regole.

⁴ Elabora i piani previsionali e li consegna agli altri gruppi di bilancio e alla società nazionale di rete.

⁷ RS 730.0

⁸ RS 730.01

⁹ RS 730.0

¹⁰ RS 730.01

⁵ I gruppi di bilancio sono tenuti secondo il piano previsionale a ritirare l'elettricità del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili proporzionalmente all'energia elettrica ricevuta dai consumatori finali ad essi attribuiti e a pagare al gruppo di bilancio per le energie rinnovabili il prezzo di mercato ai sensi dell'articolo 3j capoverso 2 dell'ordinanza del 7 dicembre 1998 sull'energia. Nel caso di un nuovo gruppo di bilancio, viene valutata l'energia elettrica ricevuta dai consumatori finali.

⁶ Il responsabile del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili esige dalla società nazionale di rete la differenza tra le remunerazioni per l'immissione di elettricità ai sensi dell'articolo 7a della legge del 26 giugno 1998 sull'energia e il prezzo di mercato ai sensi dell'articolo 3j capoverso 2 dell'ordinanza del 7 dicembre 1998 sull'energia, i costi per l'energia di compensazione del suo gruppo di bilancio e i costi di esecuzione.

Art. 25 Attribuzione dei punti d'immissione

¹ I punti di immissione con una potenza di allacciamento di non oltre 30 kVA, mediante i quali viene ritirata elettricità ai sensi dell'articolo 7a della legge del 26 giugno 1998¹¹ sull'energia e che non sono muniti di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati, nonché i punti di immissione, mediante i quali viene ritirata elettricità ai sensi dell'articolo 28a della legge del 26 giugno 1998 sull'energia, sono attribuiti in misura equivalente al gruppo di bilancio che rifornisce i consumatori finali fissi in questo comprensorio.

² I punti di immissione, mediante i quali viene ritirata elettricità ai sensi dell'articolo 7a della legge del 26 giugno 1998 sull'energia e che sono muniti di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati, sono attribuiti in misura equivalente al gruppo di bilancio per le energie rinnovabili.

Art. 26 Energia di regolazione e di compensazione

¹ La società nazionale di rete impiega prioritariamente quale energia di regolazione elettricità generata da energia rinnovabile.

² L'energia di regolazione può, per quanto tecnicamente possibile, essere acquisita anche oltre confine.

³ La società nazionale di rete fissa i prezzi dell'energia di compensazione in modo tale da incentivare un impiego efficiente dell'energia di regolazione e della potenza di regolazione messa in riserva su tutto il territorio svizzero e da evitare abusi. I prezzi dell'energia di compensazione si basano su quelli dell'energia di regolazione. Se dalla vendita di energia di compensazione risulta un guadagno, il relativo importo deve essere preso in considerazione nel calcolo dei costi di cui all'articolo 15 capoverso 2 lettera a.

¹¹ RS 730.0

Capitolo 5: Disposizioni finali

Sezione 1: Esecuzione

Art. 27

¹ L'esecuzione della presente ordinanza è di competenza dell'UFE nella misura in cui non sia affidata a un'altra autorità.

² L'UFE emana le prescrizioni tecniche e amministrative necessarie.

³ Ad intervalli regolari, la prima volta al più tardi quattro anni dopo l'entrata in vigore della presente ordinanza, riferisce al Consiglio federale sull'adeguatezza, efficacia e efficienza dei provvedimenti previsti nella LAEl e nella presente ordinanza.

⁴ Prima di emanare le direttive di cui agli articoli 3 capoversi 1 e 2, 7 capoverso 2, 8 capoverso 2, 12 capoverso 2, 13 capoverso 1, 17 e 23 capoverso 2, i gestori di rete consultano in particolare i rappresentanti dei consumatori finali e dei produttori. Pubblicano le direttive su un unico sito Internet liberamente accessibile. Se non riescono ad accordarsi su queste direttive in tempo utile o se queste non sono adeguate, l'UFE può emanare disposizioni di esecuzione in questi settori.

⁵ Per il ricorso a organizzazioni private si applicano per analogia gli articoli 23–25 dell'ordinanza del 7 dicembre 1998¹² sull'energia.

Sezione 2: Modifica del diritto vigente

Art. 28

Le modifiche del diritto vigente sono disciplinate nell'allegato.

Sezione 3: Disposizioni transitorie

Art. 29 Misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati

I produttori con condizioni di raccordo di cui all'articolo 28a della legge del 26 giugno 1998¹³ sull'energia sono esentati dall'obbligo di installazione di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati di cui all'articolo 8 capoverso 5, indipendentemente dalla loro potenza di allacciamento.

¹² RS 730.01

¹³ RS 730.0

Art. 30 Adeguamento dei contratti esistenti

¹ Se disposizioni dei contratti esistenti violano le prescrizioni sull'accesso alla rete o sul corrispettivo per l'utilizzazione della rete, esse non sono valide.

² Se l'invalidità di disposizioni non più conformi al diritto arreca un danno sproporzionato a una delle parti contraenti, questa ha diritto a una compensazione sotto forma di prestazioni pecuniarie o altre controprestazioni.

Art. 31 Entrate risultanti dalle procedure di attribuzione orientate al mercato

L'impiego delle entrate risultanti dalle procedure di attribuzione orientate al mercato di cui all'articolo 32 LAEl deve essere approvato dalla ELCom. La proposta alla ELCom secondo l'articolo 20 capoverso 1 deve riportare gli altri costi nella rete di trasporto e illustrare in che modo questi non sono coperti dal corrispettivo per l'utilizzazione della rete.

Art. 32 Entrata in vigore

¹ Fatti salvi i capoversi 2-4, la presente ordinanza entra in vigore il 1° aprile 2008.

² L'articolo 11 capoversi 1 e 4 entra in vigore il 1° gennaio 2009.

³ L'articolo 2 capoverso 2 lettera d entra in vigore il 1° gennaio 2010.

⁴ Il numero 2 dell'allegato (ordinanza sull'energia) entra in vigore come segue:

- a. l'articolo 1d capoversi 1 e 5 e l'appendice 2.1 entrano in vigore il 1° aprile 2008;
- b. gli articoli 3b, 3f-3i, 3j capoversi 1 e 2, 5 capoverso 1, 17c capoverso 1 e 29 capoversi 4 e 5 entrano in vigore il 1° maggio 2008;
- c. le altre disposizioni del numero 2 dell'allegato entrano in vigore il 1° gennaio 2009.

Allegato
(art. 28)

Modifica del diritto vigente

Le ordinanze qui appresso sono modificate come segue:

1. Ordinanza del 22 novembre 2006¹⁴ sugli emolumenti e sulle tasse di vigilanza dell'Ufficio federale dell'energia

Titolo:

...

Ingresso

...

Art. 1 cpv. 1 lett. b nonché cpv. 2 e 4

...

Art. 4 cpv. 1 frase introduttiva nonché cpv. 2

...

Art. 6

...

Art. 7

...

Art. 13a

...

Art. 13b

...

¹⁴ RS 730.05. Le modifiche qui appresso sono inserite nell'O menzionata.

2. Ordinanza sull'energia del 7 dicembre 1998¹⁵

Art. 1 lett. a–f, h nonché o

Nella presente ordinanza i seguenti termini significano:

- a.–e. *abrogate*
- f. *Energie rinnovabili*: forza idrica, energia solare, geotermia, calore ambientale, energia eolica, energia da biomassa e da scorie di biomassa;
- h. *Cogenerazione*: produzione simultanea di forza e calore attraverso processi di trasformazione di combustibile in turbine a gas, turbine a vapore, motori a combustione interna, altri impianti termici e celle a combustibile;
- o. *Impianto ibrido*: impianto che sfrutta più vettori di energia rinnovabile per la produzione di energia elettrica.

Art. 1d¹⁶

...

Art. 1f Obbligo di notifica

¹ L'organismo di rilascio deve notificare tempestivamente al responsabile del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili di cui all'articolo 24 capoverso 1 dell'ordinanza del 14 marzo 2008¹⁷ sull'approvvigionamento elettrico (OAEI) la registrazione degli impianti di produttori di energia ai sensi dell'articolo 7a della legge.

² Per gli impianti di produttori di elettricità ai sensi dell'articolo 7a della legge che, secondo l'articolo 8 capoverso 5 OAEI, non devono essere dotati di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati, i gestori di rete devono notificare all'organismo di rilascio:

- a. i dati dell'impianto al momento della messa in esercizio;
- b. ogni tre mesi, la quantità di elettricità prodotta.

Art. 1g Rendiconto

L'organismo di rilascio presenta ogni tre mesi un rendiconto all'Ufficio federale in particolare sulle quantità di elettricità da esso rilevate ai sensi dell'articolo 1d capoverso 2, suddivise per tecnologia di produzione, categoria e classe di potenza.

¹⁵ RS 730.01

¹⁶ Il testo dell'art. 1d è inserito nell'O menzionata.

¹⁷ RS 734.71

Capitolo 2: Condizioni di raccordo per le energie fossili e rinnovabili ai sensi dell'articolo 7 della legge

Art. 2 Esigenze generali

¹ I produttori di energia ai sensi dell'articolo 7 della legge e i gestori di rete stabiliscono contrattualmente le condizioni di raccordo (come i costi di raccordo).

² La remunerazione per il prelievo di elettricità è concessa quando l'elettricità è stata immessa fisicamente in rete.

³ L'elettricità immessa deve essere rilevata con uno strumento di misura tarato. I costi relativi agli strumenti di misura e alla preparazione dei dati delle misurazioni sono a carico dei produttori.

⁴ I produttori di energia ai sensi dell'articolo 7 della legge sono tenuti a prendere a proprie spese provvedimenti volti a evitare perturbazioni tecniche al punto di immissione.

⁵ Se le condizioni di cui al capoverso 4 sono soddisfatte, i gestori di rete sono tenuti a raccordare gli impianti dei produttori secondo l'articolo 7 della legge al punto di immissione più conveniente dal punto di vista tecnico ed economico e in modo tale da assicurare l'immissione e il prelievo di energia. I costi per la costruzione delle linee di raccordo necessarie fino al punto di immissione nonché i costi di trasformazione eventualmente necessari sono a carico del produttore. Per il rimborso delle spese relative al necessario potenziamento della rete è applicabile l'articolo 22 capoverso 3 OAEI¹⁸.

Art. 2a Elettricità prodotta regolarmente e sfruttamento del calore prodotto

¹ L'elettricità generata a partire da energie fossili ai sensi dell'articolo 7 della legge si considera prodotta regolarmente se la quantità di energia, il periodo e la durata dell'immissione:

- a. sono prevedibili all'interno di un'adeguata fascia di oscillazione; oppure
- b. sono definiti in un contratto tra il gestore di rete interessato e il produttore dell'energia.

² L'elettricità generata a partire da energie fossili deve essere ritirata e remunerata se il coefficiente di sfruttamento globale dell'elettricità generata e del calore utilizzato è almeno pari all'80 per cento. Questa esigenza non si applica agli impianti di incenerimento dei rifiuti.

³ Le esigenze minime relative al coefficiente di sfruttamento globale degli impianti azionati da energie rinnovabili sono definite nelle appendici 1.4 e 1.5.

⁴ Come sistema complessivo, un impianto ibrido deve soddisfare le esigenze minime più severe fissate nelle appendici 1.4 e 1.5 per i vettori energetici utilizzati.

¹⁸ RS 734.71

Art. 2b Prezzi d'acquisto orientati al mercato

La remunerazione a prezzi di mercato è stabilita in funzione dei costi che il gestore di rete evita di sostenere per l'acquisto di energia equivalente.

Art. 2c Centrali idroelettriche

Il limite di potenza di 10 MW previsto per le centrali idroelettriche dall'articolo 7 capoverso 1 della legge si riferisce alla potenza lorda. Per il calcolo è applicabile l'articolo 51 della legge del 22 dicembre 1916¹⁹ sulle forze idriche.

Capitolo 2a: ²⁰ ...

Sezione 1: ...

Art. 3

...

Art. 3a

...

Sezione 2: ...

Art. 3b–3i

...

Sezione 3: ...

Art. 3j e 3k

...

Sezione 4: ...

Art. 3l–3o

...

¹⁹ RS 721.80

²⁰ Il testo del Cap. 2a è introdotto nell'O menzionata.

Sezione 5: ...

Art. 3p e 3q

...

Sezione 6: ...

Art. 4 e 5

...

Art. 5a-5c

Abrogati

Capitolo 2b:**Entrata e uscita dal modello previsto dall'articolo 7a della legge**

Art. 6

¹ Il gruppo di bilancio per le energie rinnovabili è tenuto a ritirare e remunerare, a partire dall'inizio di un anno civile, l'elettricità dei produttori che, con un impianto esistente, passano al modello di cui all'articolo 7a della legge (modello dell'immissione).

² I produttori che intendono passare al modello dell'immissione devono annunciarsi alla società nazionale di rete al più tardi tre mesi prima della fine di un anno civile. La società nazionale di rete comunica ai produttori la sua decisione al più tardi due mesi prima della fine dell'anno civile. Per il resto, la procedura è retta per analogia dagli articoli 3g e 3h capoverso 3.

³ I produttori secondo l'articolo 7a della legge possono uscire dal modello dell'immissione per la fine di un anno civile e con un mese di preavviso.

⁴ Essi comunicano il cambiamento ai gruppi di bilancio interessati almeno un mese prima della fine dell'anno civile.

⁵ La remunerazione dovuta per gli impianti dei produttori di cui al capoverso 1 si basa sul prezzo di costo valido nell'anno di costruzione.

*Titolo prima dell'art. 6a***Capitolo 2c: Commissione***Art. 6a*

¹ Il Dipartimento nomina una Commissione composta di rappresentanti della Confederazione, dei Cantoni, dell'economia energetica e dei produttori.

² La Commissione consiglia l'Ufficio federale sulle questioni relative alle condizioni di raccordo di cui agli articoli 7, 7a e 28a della legge. Il Dipartimento disciplina i dettagli.

*Titolo prima dell'art. 11a***Capitolo 3a: Edifici***Art. 11a*

¹ Nell'emanare le disposizioni di cui all'articolo 9 capoverso 3 della legge, i Cantoni si orientano a criteri armonizzati tra i Cantoni stessi.

² Nel limite del possibile, i Cantoni armonizzano tra loro e con la Confederazione le disposizioni in materia di accordo sugli obiettivi con i grandi consumatori.

³ Se un accordo sugli obiettivi con un grande consumatore soddisfa la Direttiva del 2 luglio 2007 sui provvedimenti volontari per ridurre il consumo di energia e le emissioni di CO₂, o se un grande consumatore si impegna nei confronti della Confederazione a ridurre le emissioni di CO₂ conformemente alla legge sul CO₂, l'Ufficio federale effettua gli audit e il monitoraggio.

⁴ Per rinnovamenti essenziali ai sensi dell'articolo 9 capoverso 3 lettera d della legge s'intende in particolare:

- a. il risanamento completo del sistema di riscaldamento e dell'impianto per l'acqua calda;
- b. gli interventi di risanamento energetico sulle reti di teleriscaldamento su piccola scala con conteggio per singolo edificio, nell'ambito dei quali gli involucri di uno o più edifici vengono risanati in misura superiore al 75 per cento.

*Titolo prima dell'art. 12***Capitolo 4: Promozione e garanzie contro i rischi***Art. 12 cpv. 2*

² In collaborazione con i Cantoni e le organizzazioni private interessate, l'Ufficio federale elabora gli strumenti di esecuzione della legge e della presente ordinanza, segnatamente raccomandazioni:

- a. sul calcolo e la determinazione della remunerazione dell'energia immessa in rete (art. 7 cpv. 1 e 2, 7a cpv. 2 e 28a cpv. 1 LEnE);
- b. sulla determinazione delle condizioni di raccordo dei produttori di energia secondo gli articoli 7, 7a e 28a della legge.

Titolo prima dell'art. 17a

Sezione 2a:²¹ ...

Art. 17a - 17c

...

Art. 21 cpv. 1

¹ I Cantoni eseguono l'articolo 11a con il sostegno dell'Ufficio federale.

Art. 22 cpv. 1 e 2

¹ L'Ufficio federale controlla se l'etichettatura dell'elettricità, il calcolo, la compensazione e il trasferimento dei costi e gli impianti e apparecchi commercializzati corrispondono alle prescrizioni della presente ordinanza. A questo scopo effettua indagini a campione ed esamina le indicazioni fondate relative a presunte irregolarità.

² Esso è in particolare autorizzato a richiedere i documenti e le informazioni necessari, a prelevare campioni e a disporre verifiche per comprovare la conformità, per controllare le condizioni di raccordo per le energie fossili e rinnovabili e per controllare le gare pubbliche e le garanzie contro i rischi.

Art. 23 cpv. 1

¹ Nella misura in cui la presente ordinanza non disponga diversamente, le organizzazioni private chiamate a collaborare secondo la legge e la presente ordinanza devono autofinanziarsi. Nei limiti delle sue competenze d'esecuzione, l'Ufficio federale può indennizzare totalmente o parzialmente le spese per determinati compiti convenuti. A tal fine si applicano le tariffe dell'Amministrazione federale per il ricorso a esperti e incaricati.

Art. 26 cpv. 1

Abrogato

Art. 28 lett. e-g

È punito secondo l'articolo 28 LEnE chiunque, intenzionalmente o per negligenza:

²¹ Il testo della Sez. 2a è inserito nell'O menzionata.

- e. viola le prescrizioni relative alla garanzia di origine (art. 1*d*);
- f. nell'ambito della procedura di notifica e di decisione, fornisce in modo inesatto o incompleto indicazioni essenziali per la valutazione della richiesta (art. 3*g* e 17*b*);
- g. viola gli obblighi di notifica (art. 1*f*, 3*p* e 17*b* cpv. 4).

Art. 28a Modifica delle appendici 1.1–1.6

Il Dipartimento può adeguare le appendici 1.1–1.6 all'evoluzione della tecnica e dell'economia.

Art. 29²²

...

Art. 30 lett. c

Sono abrogate:

- c. l'appendice 3.3 il 31 dicembre 2008.

Appendici

¹ Le appendici 1.1 e 1.2 sono ora numerate come appendice 2.1 e appendice 2.2. L'appendice 2.1 è modificata secondo la versione annessa.²³

² L'appendice 3.6 è modificata (*concerne solo il testo francese*) e l'appendice 4 è sostituita dalla versione annessa.

³ Alla presente ordinanza sono aggiunte le appendici 1.1–1.6 e 2.3 secondo la versione annessa.

²² Il testo dell'art. 29 è inserito nell'O menzionata.

²³ Il testo dell'appendice 2.1 è inserito nell'O menzionata.

Appendice 1.1
(art. 3, 3a, 3b, 3d, 3g, 3h e 22 cpv. 2)

Condizioni di raccordo per le piccole centrali idroelettriche

1 Definizione degli impianti

1.1 In generale

Piccola centrale idroelettrica: qualsiasi impianto tecnico autonomo per la produzione di elettricità in un determinato luogo a partire dalla forza idrica. Rientrano in questa categoria segnatamente le dighe, le prese d'acqua, le condotte forzate, le turbine, i generatori, i punti di immissione, le stazioni di comando. Le centrali con utilizzo di acqua di dotazione sono considerate impianti autonomi.

1.2 Impianti ampliati o rinnovati in misura considerevole

Un impianto è considerato ampliato o rinnovato in misura considerevole ai sensi dell'articolo 3a lettera b, se:

- a. rispetto alla media degli ultimi due anni d'esercizio completi antecedenti il 1° gennaio 2006, aumenta la produzione di elettricità almeno del 20 per cento; oppure
- b. è stato disattivato precedentemente al 1° gennaio 2006 e alla riattivazione aumenta la produzione di elettricità almeno del 10 per cento rispetto agli ultimi due anni d'esercizio completi prima della disattivazione.

1.3 Esigenze minime

L'Ufficio federale può definire, attraverso direttive, esigenze minime ecologiche ed energetiche.

2 Categorie

Le categorie sono integrate nel calcolo in base al numero 3.

3 Calcolo della remunerazione

- 3.1 La remunerazione è composta di una remunerazione di base e di bonus. Possono essere applicabili diversi bonus.

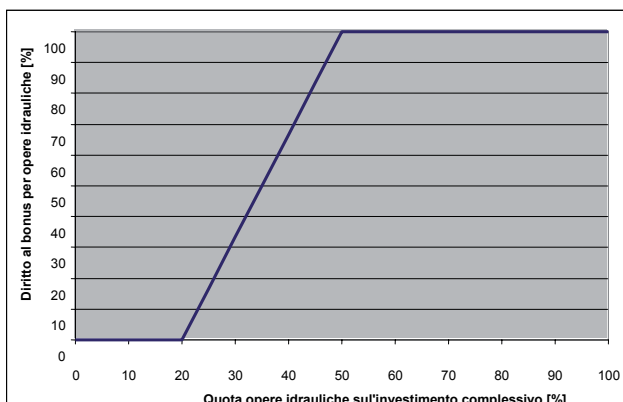
- 3.2 Rimunerazione di base: la potenza dell'impianto determinante per la fissazione della remunerazione è la potenza equivalente. Essa corrisponde al quoziente fra l'energia elettrica in kWh misurata nell'anno civile in questione al punto di immissione e la somma delle ore del medesimo anno civile, detratte le ore piene prima della messa in esercizio dell'impianto e dopo la sua disattivazione. L'ammontare della remunerazione di base è calcolato sulla base della potenza equivalente dell'impianto, pro rata rispetto alle seguenti classi di potenza:

Classe di potenza	Rimunerazione di base (cent./kWh)
≤10 kW	26
≤50 kW	20
≤300 kW	14.5
≤1 MW	11
≤10 MW	7.5

- 3.3 Bonus secondo i livelli di pressione: l'ammontare del bonus secondo i livelli di pressione è calcolato sulla base del dislivello lordo dell'impianto, pro rata rispetto alle seguenti classi di dislivello:

Classe di dislivello (m)	Bonus (cent./kWh)
≤5	4.5
≤10	2.7
≤20	2
≤50	1.5
>50	1

- 3.4 Bonus per le opere idrauliche: se la quota destinata alla realizzazione delle opere idrauliche secondo lo stato della tecnica (condotte forzate incluse) è inferiore al 20 per cento dei costi di investimento complessivi del progetto, il diritto al bonus per le opere idrauliche decade. Se essa è superiore al 50 per cento, si ha diritto al bonus completo. Per valori compresi fra il 20 e il 50 per cento viene effettuata un'interpolazione lineare secondo il seguente grafico. Il bonus è calcolato sulla base della potenza equivalente dell'impianto, pro rata rispetto alle classi di potenza. Le centrali con utilizzo di acqua di dotazione sono considerate impianti autonomi.



Bonus per le opere idrauliche secondo le classi di potenza:

Classe di potenza (kW)	Bonus per le opere idrauliche (cent./kWh)
≤ 10	5.5
≤ 50	4
≤ 300	3
> 300	2.5

- 3.5 La remunerazione effettiva viene calcolata per ogni anno civile, sulla base dell'elettricità effettivamente misurata al punto di immissione in rete, nel modo seguente:
- sino alla fine del primo anno civile completo in cui l'impianto è in funzione, sulla base della produzione lorda di elettricità prevista di cui al numero 5.1 lettera c;
 - in ogni successivo anno civile, sulla base della produzione effettiva dell'anno precedente.
- 3.6 La remunerazione massima, bonus inclusi, ammonta a 35 centesimi/kWh.

4 Riduzione annua, durata della remunerazione

- 4.1 La riduzione annua ammonta allo 0 per cento.
- 4.2 I periodi di ammortamento e di remunerazione hanno una durata di 25 anni. Il periodo di remunerazione inizia dopo la messa in esercizio dell'impianto e termina il 31 dicembre successivo alla fine del periodo di ammortamento.

5 Procedura di notifica e di decisione

5.1 Notifica

La notifica deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. consenso dei proprietari fondiari;
- b. potenza meccanica media lorda;
- c. produzione lorda di elettricità prevista, in kWh per anno civile;
- d. dislivello lordo in m;
- e. tipo di acque sfruttate (corsi d'acqua / altre acque) e tipo di centrale;
- f. data di messa in esercizio prevista;
- g. per gli impianti rinnovati e ampliati: i dati di produzione degli ultimi due anni d'esercizio completi antecedenti al 1° gennaio 2006;
- h. per gli impianti disattivati: la data di disattivazione e i dati di produzione degli ultimi due anni d'esercizio completi antecedenti alla disattivazione;
- i. i costi di investimento complessivi del progetto, ripartiti per componenti principali; vanno elencati separatamente in particolare i costi di investimento relativi alle opere idrauliche (condotte forzate incluse).

5.2 Notifica dello stato di avanzamento del progetto

La notifica dello stato di avanzamento del progetto deve essere presentata al più tardi entro quattro anni dalla notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. licenza di costruzione, concessione;
- b. parere del gestore di rete in merito alla notifica di cui all'articolo 3i;
- c. eventuali modifiche dei dati di cui al numero 5.1;
- d. data di messa in esercizio prevista;

5.3 Notifica della messa in esercizio

La notifica della messa in esercizio deve essere effettuata al più tardi sei anni dopo la notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. data di messa in esercizio;
- b. eventuali variazioni rispetto alle indicazioni di cui al numero 5.1.

6 Dati d'esercizio

Se l'Ufficio federale lo richiede, il gestore dell'impianto deve consentirgli di prendere visione dei dati d'esercizio.

Appendice 1.2
(art. 3a, 3b, 3d, 3g, 3h e 22 cpv. 2)

Condizioni di raccordo per gli impianti fotovoltaici

1 Definizione degli impianti

1.1 In generale

Gli impianti fotovoltaici consistono di un campo fotovoltaico di uno o più convertitori e di un punto di immissione. Il campo fotovoltaico può essere composto di diversi sottocampi simili. Per quanto riguarda la remunerazione, i sottocampi che appartengono a diverse categorie di impianti secondo il numero 2 sono considerati impianti autonomi.

1.2 Impianti ampliati o rinnovati in misura considerevole

Un impianto è considerato ampliato o rinnovato in misura considerevole ai sensi dell'articolo 3a lettera b, se rispetto agli ultimi cinque anni d'esercizio completi aumenta la sua produzione di elettricità almeno del 50 per cento.

2 Categorie

2.1. Impianti isolati

Impianti che non hanno alcun collegamento architettonico con una costruzione. Esempi: impianti in giardini o su terreni incolti.

2.2. Impianti annessi

Impianti collegati architettonicamente a una costruzione o ad altri impianti di un'infrastruttura e destinati esclusivamente alla produzione di elettricità. Esempi: pannelli posati sui tetti con un sistema di fissaggio o montati su un tetto di tegole.

2.3. Impianti integrati

Impianti integrati in un edificio e adibiti a una duplice funzione. Esempi: moduli fotovoltaici inseriti al posto delle tegole o di elementi della facciata, moduli integrati in pareti insonorizzanti.

3 Calcolo della remunerazione

3.1 La remunerazione per gli impianti nuovi è calcolata come segue:

Categoria di impianto	Classe di potenza	Rimunerazione (cent./kWh)
Impianti isolati	≤10 kW	65
	≤30 kW	54
	≤100 kW	51
	>100 kW	49
Impianti annessi	≤10 kW	75
	≤30 kW	65
	≤100 kW	62
	>100 kW	60
Impianti integrati	≤10 kW	90
	≤30 kW	74
	≤100 kW	67
	>100 kW	62

3.2 La remunerazione per gli impianti con potenza nominale >10 kW è calcolata pro rata rispetto alle classi di potenza.

3.3 Per l'attribuzione alle classi di potenza è utilizzata la potenza di punta DC normalizzata del generatore solare.

4 Riduzione annua, durata della remunerazione

4.1 A partire dal 2010, i tassi di remunerazione di cui ai numeri 3.1 e 3.2 diminuiscono dell'8 per cento l'anno.

4.2 I periodi di ammortamento e di remunerazione hanno una durata di 25 anni. Il periodo di remunerazione inizia dopo la messa in esercizio dell'impianto e termina il 31 dicembre successivo alla fine del periodo di ammortamento.

5 Procedura di notifica e di decisione

5.1 Notifica

La notifica deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. categoria dell'impianto;
- b. potenza nominale;
- c. produzione annua prevista;
- d. consenso dei proprietari fondiari;
- e. data di messa in esercizio prevista;

5.2 Notifica dello stato di avanzamento del progetto

La notifica dello stato di avanzamento del progetto deve essere presentata al più tardi sei mesi dopo la notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. licenza di costruzione, se necessaria;
- b. parere del gestore di rete in merito alla notifica di cui all'articolo 3i;
- c. eventuali modifiche dei dati di cui al numero 5.1.

5.3 Notifica della messa in esercizio

La notifica della messa in esercizio deve essere effettuata al più tardi 24 mesi dopo la notifica del progetto per gli impianti integrati e 15 mesi per tutti gli altri impianti, e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. data di messa in esercizio;
- b. verbale di collaudo con descrizione tecnica dettagliata;
- c. eventuali variazioni rispetto alle indicazioni di cui al numero 5.1.

6 **Dati d'esercizio**

Se l'Ufficio federale lo richiede, il gestore dell'impianto deve consentirgli di prendere visione dei dati d'esercizio.

Appendice 1.3
(art. 3a, 3b, 3d, 3g, 3h e 22 cpv. 2)

Condizioni di raccordo per l'energia eolica

1 Definizione degli impianti

1.1 In generale

Gli impianti a energia eolica (aerogeneratori) sono composti di un rotore, di un convertitore, di una torre, di un basamento e di un allacciamento alla rete. Se una serie di aerogeneratori si trova in un unico sito (parco eolico), ogni unità composta di rotore, convertitore, torre e basamento è considerata un impianto autonomo.

1.2 Impianti ampliati o rinnovati in misura considerevole

Un impianto è considerato ampliato o rinnovato in misura considerevole ai sensi dell'articolo 3a lettera b, se rispetto alla media degli ultimi due anni d'esercizio completi antecedenti il 1° gennaio 2006 aumenta la produzione di elettricità almeno del 20 per cento.

2 Categorie

2.1 Piccoli impianti eolici

Aerogeneratori con una potenza elettrica nominale fino a 10 kW compresi.

2.2 Grandi impianti eolici

Aerogeneratori con una potenza elettrica nominale superiore a 10 kW.

3 Calcolo della remunerazione

3.1 La remunerazione per l'elettricità prodotta da piccoli impianti eolici ammonta a 20 cent./kWh per tutta la durata del periodo di remunerazione.

3.2 La remunerazione per l'elettricità prodotta da grandi impianti eolici ammonta a 20 cent./kWh per cinque anni a partire dal momento della messa in esercizio regolare.

3.3 Dopo cinque anni, la produzione media di elettricità (reddito effettivo) viene confrontata con il reddito di riferimento del medesimo impianto ai sensi del numero 3.4:

- a. se il reddito effettivo raggiunge o supera il 150 per cento del reddito di riferimento, la remunerazione viene subito ridotta a 17 cent./kWh fino alla fine del periodo di remunerazione;

- b. se il reddito effettivo è inferiore al 150 per cento del reddito di riferimento, il pagamento della remunerazione di 20 cent./kWh viene prolungato di due mesi ogni 75 millesimi di differenza tra il reddito effettivo e il reddito di riferimento. In seguito la remunerazione è ridotta a 17 cent./kWh fino alla fine del periodo di remunerazione.
- 3.4 Il reddito di riferimento è calcolato sulla base della curva di potenza caratteristica e dell'altezza del mozzo dell'impianto a energia eolica effettivamente scelto, e delle caratteristiche dell'ubicazione di riferimento «Svizzera».

Le caratteristiche dell'ubicazione di riferimento «Svizzera» sono le seguenti:

1. velocità media del vento = 4,5 m/s a 50 m di altezza dal suolo
2. profilo altimetrico logaritmico
3. distribuzione di Weibull con $k = 2,0$
4. valore di rugosità = 0,1 m

L'Ufficio federale è incaricato di definire in una direttiva il calcolo dettagliato.

4 Riduzione annua e durata della remunerazione

- 4.1 A partire dal 2013, i tassi di remunerazione per i nuovi impianti, previsti ai punti 3.1 e 3.2, diminuiscono ogni anno dell'1,5 per cento.
- 4.2 I periodi di ammortamento e di remunerazione hanno una durata di 20 anni. Il periodo di remunerazione inizia dopo la messa in esercizio dell'impianto e termina il 31 dicembre successivo alla fine del periodo di ammortamento.

5 Procedura di notifica e di decisione

5.1 Notifica

La notifica deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. ubicazione dell'impianto con indicazione dell'altitudine sul livello del mare;
- b. consenso dei proprietari fondiari;
- c. potenza nominale;
- d. produzione annua prevista;
- e. data di messa in esercizio prevista;

5.2 Notifica dello stato di avanzamento del progetto

La notifica dello stato di avanzamento del progetto deve essere presentata al più tardi due anni dopo la notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. licenza di costruzione;
- b. parere del gestore di rete in merito alla notifica di cui all'articolo 3*i*;
- c. eventuali modifiche dei dati di cui al numero 5.1.

5.3 Notifica della messa in esercizio

La notifica della messa in esercizio deve essere effettuata al più tardi cinque anni dopo la notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. designazione del tipo di impianto;
- b. potenza elettrica nominale;
- c. altezza del mozzo;
- d. equipaggiamenti supplementari, ad es. riscaldamento delle pale del rotore;
- e. data della messa in esercizio;
- f. eventuali modifiche dei dati di cui al numero 5.1.

6 **Dati d'esercizio**

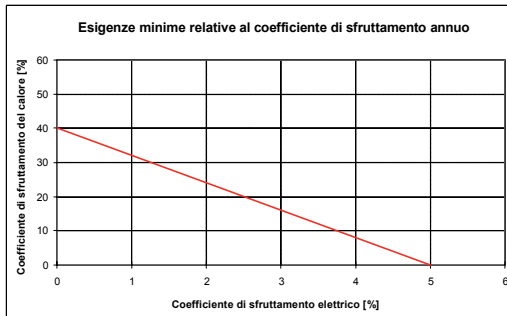
Se l'Ufficio federale lo richiede, il gestore dell'impianto deve consentirgli di prendere visione dei dati d'esercizio.

Appendice 1.4
(art. 3a, 3b, 3d, 3g, 3h e 22 cpv. 2)

Condizioni di raccordo per gli impianti geotermici

1 Definizione degli impianti

- 1.1 Gli impianti geotermici consistono di una parte sotterranea (una o più perforazioni, serbatoio) e di una parte fuori terra (convertitore, distribuzione di energia) e servono alla produzione di elettricità e calore.
- 1.2 Gli impianti geotermici non devono impiegare altri vettori energetici rinnovabili o fossili insieme all'energia geotermica in un medesimo impianto.
- 1.3 Essi devono presentare un coefficiente di sfruttamento globale minimo secondo il diagramma seguente:



Il coefficiente di sfruttamento globale si riferisce all'energia annua misurata alla testa del pozzo.

Se il coefficiente di sfruttamento globale risulta per un anno civile inferiore di oltre il 20 per cento al coefficiente richiesto in regime normale, o semplicemente inferiore per due anni civili consecutivi, il diritto alla remunerazione a copertura dei costi decade fintanto che non viene di nuovo raggiunto per un anno civile il coefficiente di sfruttamento energetico globale minimo.

- 1.4 Impianti ampliati o rinnovati in misura considerevole

Un impianto è considerato ampliato o rinnovato in misura considerevole ai sensi dell'articolo 3a lettera b se rispetto alla media degli ultimi due anni d'esercizio completi antecedenti il 1° gennaio 2006 aumenta la produzione di elettricità almeno del 25 per cento.

2 Calcolo della remunerazione

- 2.1 L'entità della remunerazione è determinata in funzione della potenza elettrica nominale P_{el} dell'impianto:

Classe di potenza P_{el}	Rimunerazione (cent./kWh)
≤ 5 MW	30.0
≤ 10 MW	27.0
≤ 20 MW	21.0
> 20 MW	17.0

- 2.2 La remunerazione per gli impianti con potenza nominale > 5 MW è calcolata pro rata rispetto alle classi di potenza.

3 Riduzione annua, durata della remunerazione

- 3.1 A partire dal 2018, i tassi di remunerazione per i nuovi impianti ai sensi dei numeri 2.1 e 2.2 diminuiscono ogni anno dello 0,5 per cento.
- 3.2 I periodi di ammortamento e di remunerazione hanno una durata di 20 anni. Il periodo di remunerazione inizia dopo la messa in esercizio dell'impianto e termina il 31 dicembre successivo alla fine del periodo di ammortamento.

4 Procedura di notifica e di decisione

- 4.1 Notifica

La notifica deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- ubicazione dell'impianto;
- consenso dei proprietari fondiari;
- potenza nominale elettrica e termica;
- produzione lorda annua progettata (elettrica e termica);
- sfruttamento di calore progettato e consenso dei presumibili acquirenti del calore;
- fluido del sistema di raffreddamento a circuito chiuso;
- data di messa in esercizio prevista;

- 4.2 Notifica dello stato di avanzamento del progetto

La notifica dello stato di avanzamento del progetto deve essere presentata al più tardi tre anni dopo la notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- licenza di costruzione;
- parere del gestore di rete in merito alla notifica di cui all'articolo 3*i*;

- c. possibilità di raccordo per l'energia termica;
- d. eventuali modifiche dei dati di cui al numero 4.1.

4.3 Notifica della messa in esercizio

La notifica della messa in esercizio deve essere effettuata al più tardi sei anni dopo la notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. data della messa in esercizio;
- b. eventuali modifiche dei dati di cui al numero 4.1.

5 **Dati d'esercizio**

Se l'Ufficio federale lo richiede, il gestore dell'impianto deve consentirgli di prendere visione dei dati d'esercizio.

Appendice 1.5
(art. 3a, 3b, 3d, 3g, 3h e 22 cpv. 2)

Condizioni di raccordo per gli impianti a biomassa per la produzione di energia

1 Definizioni

- 1.1 Biomassa: qualsiasi materiale organico prodotto direttamente o indirettamente attraverso la fotosintesi, e che non ha subito trasformazioni dovute a processi geologici. Fanno parte della biomassa anche tutti i prodotti secondari e sottoprodotti, residui e rifiuti il cui contenuto energetico proviene dalla biomassa.
- 1.2 Piante energetiche: piante coltivate principalmente ai fini della produzione energetica.
- 1.3 Gas biogeno: gas prodotto a partire dalla biomassa di cui al numero 1.1.

2 Definizione degli impianti

- 2.1 Impianti di incenerimento dei rifiuti
Impianti per termovalorizzazione di rifiuti urbani che provengono dalle economie domestiche, dall'artigianato e dall'industria ai sensi dell'articolo 3 capoverso 1 dell'ordinanza tecnica del 10 dicembre 1990²⁴ sui rifiuti (OTR).
- 2.2 Forni per l'incenerimento di fanghi
Impianti per la termovalorizzazione di fanghi risultanti dalla biomassa (fanghi di depurazione, di cartiera, dell'industria alimentare).
- 2.3 Impianti a gas di depurazione e a gas di scarica
Impianti per lo sfruttamento dei gas di depurazione prodotti da impianti di depurazione delle acque reflue o dei gas di scarica.
- 2.4 Altri impianti a biomassa
Qualsiasi impianto tecnico autonomo per la produzione di elettricità in un determinato luogo a partire dalla biomassa. In genere, il funzionamento degli impianti per la produzione di energia a partire dalla biomassa si basa su processi a più stadi. Questi processi comprendono, in particolare:
 - a. il ritiro e il pretrattamento di combustibile o substrato;
 - b. un primo stadio di conversione (conversione della biomassa in un prodotto intermedio mediante procedimenti termochimici, fisico-chimici o biologici);

²⁴ RS 814.600

- c. un secondo stadio di conversione (conversione del prodotto intermedio in elettricità e calore mediante impianto di cogenerazione);
- d. posttrattamento di sostanze residue e sottoprodotti.

3 Impianti di incenerimento dei rifiuti

3.1 Impianti ampliati o rinnovati in misura considerevole

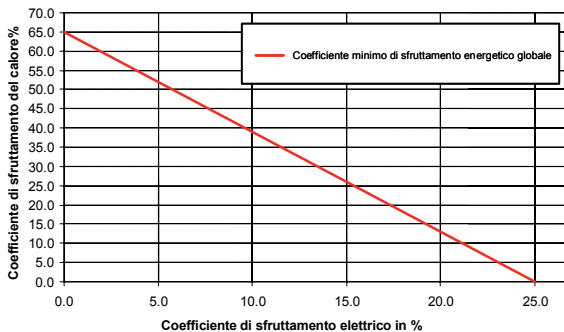
Un impianto è considerato ampliato o rinnovato in misura considerevole ai sensi dell'articolo 3a lettera b, se rispetto alla media degli ultimi due anni d'esercizio completi antecedenti il 1° gennaio 2006 aumenta il proprio coefficiente di sfruttamento elettrico almeno del 25 per cento, con coefficiente di sfruttamento del calore almeno pari.

3.2 Quota rinnovabile

Il 50 per cento della quantità di energia prodotta è conteggiata come energia rinnovabile.

3.3 Esigenze energetiche minime

Il coefficiente di sfruttamento energetico globale deve soddisfare un valore minimo secondo il diagramma seguente:



Se il coefficiente di sfruttamento del calore risulta per un anno civile inferiore di oltre il 20 per cento al coefficiente richiesto in regime normale, o semplicemente inferiore per due anni civili consecutivi, il diritto alla remunerazione a copertura dei costi decade fintanto che non viene di nuovo raggiunto per un anno civile il coefficiente di sfruttamento energetico globale.

I coefficienti di sfruttamento vengono sempre definiti su un anno civile completo.

Calcolo del coefficiente di sfruttamento elettrico: la produzione totale di elettricità (dal generatore) viene divisa per l'input di energia immesso nella caldaia. Il contenuto energetico dei rifiuti viene calcolato a partire dalla quantità di vapore e dai parametri del vapore stesso.

Calcolo del coefficiente di sfruttamento del calore: la quantità totale di energia termica (determinata attraverso misurazione) viene divisa per l'input di energia immesso nella caldaia. Il contenuto energetico dei rifiuti viene calcolato a partire dalla quantità di vapore e dai parametri del vapore stesso.

3.4 Esigenze ecologiche minime

L'Ufficio federale può definire, mediante direttive, esigenze ecologiche minime.

3.5 Rimunerazione

La remunerazione è calcolata applicando la formula seguente:

$$\text{rimunerazione} = 2 \times \text{prezzo di costo dell'elettricità} - \text{prezzo di mercato}$$

La remunerazione è fissata ogni anno per l'anno successivo sulla base del valore medio dell'anno precedente del coefficiente di sfruttamento del calore.

Coefficiente di sfruttamento del calore	Prezzo di costo dell'elettricità (cent./kWh)
0 %	10
60 %	12,5

I prezzi di costo dell'elettricità per altri coefficienti di sfruttamento del calore vengono dedotti per interpolazione lineare dai valori riportati sopra nella tabella.

3.6 Riduzione annua, durata della remunerazione

- La riduzione annua ammonta allo 0 per cento.
- I periodi di ammortamento e di remunerazione hanno una durata di 20 anni. Il periodo di remunerazione inizia dopo la messa in esercizio dell'impianto e termina il 31 dicembre successivo alla fine del periodo di ammortamento.

3.7 Combustione di legname di scarto negli impianti di incenerimento dei rifiuti

Se in un impianto di incenerimento dei rifiuti viene conferito almeno il 5 per cento in massa di legname di scarto aggiuntivo (riferito all'input dei rifiuti), l'impianto riceve pro rata la remunerazione prevista per gli altri impianti a biomassa per l'elettricità prodotta a partire da questo legno, sempre che siano soddisfatte le esigenze minime per i cicli del vapore definite per gli altri impianti a biomassa.

3.8 Procedura di notifica e di decisione

3.8.1 Notifica

La notifica deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. progetto che illustri se sono soddisfatte le condizioni di cui all'articolo 3a e al numero 3;
- b. quantità di combustibile utilizzate;
- c. potenza elettrica installata (kWel);
- d. produzione lorda di elettricità e calore (kWh) prevista per anno civile;
- e. data di messa in esercizio prevista;

3.8.2 Notifica dello stato di avanzamento del progetto

La notifica dello stato di avanzamento del progetto deve essere presentata al più tardi due anni dopo la notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. licenza di costruzione;
- b. parere del gestore di rete in merito alla notifica di cui all'articolo 3i;
- c. eventuali modifiche dei dati di cui al numero 3.8.1;
- d. data della messa in esercizio.

3.8.3 Notifica della messa in esercizio

La notifica della messa in esercizio deve essere effettuata al più tardi quattro anni dopo la notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. eventuali modifiche dei dati di cui al numero 3.8.1;
- b. data della messa in esercizio.

3.9 Dati d'esercizio

Se l'Ufficio federale lo richiede, il gestore dell'impianto deve consentirgli di prendere visione dei dati d'esercizio.

4 Forni per l'incenerimento di fanghi

4.1 Impianti ampliati o rinnovati in misura considerevole

Un impianto è considerato ampliato o rinnovato in misura considerevole ai sensi dell'articolo 3a lettera b, se rispetto alla media degli ultimi due anni d'esercizio completi antecedenti il 1° gennaio 2006, aumenta il proprio coefficiente di sfruttamento elettrico almeno del 25 per cento, con coefficiente di sfruttamento del calore almeno pari.

4.2 Esigenze relative ai fanghi e all'incenerimento

Si possono impiegare soltanto fanghi disidratati o fanghi essiccati mediante energie rinnovabili.

Come combustibili aggiuntivi si possono impiegare soltanto combustibili rinnovabili.

4.3 Esigenze energetiche minime

Valgono le esigenze di cui al numero 3.3.

4.4 Esigenze ecologiche minime

L'Ufficio federale può definire, attraverso direttive, esigenze ecologiche minime.

4.5 Rimunerazione

La remunerazione è fissata ogni anno per l'anno successivo sulla base del valore medio dell'anno precedente del coefficiente di sfruttamento del calore.

Coefficiente di sfruttamento del calore	Rimunerazione (cent./kWh)
0 %	10
60 %	12.5

Le remunerazioni per altri coefficienti di sfruttamento del calore vengono dedotte per interpolazione lineare dai valori riportati sopra nella tabella.

4.6 Riduzione annua, durata della remunerazione

- La riduzione annua ammonta allo 0 per cento.
- I periodi di ammortamento e di remunerazione hanno una durata di 20 anni. Il periodo di remunerazione inizia dopo la messa in esercizio dell'impianto e termina il 31 dicembre successivo alla fine del periodo di ammortamento.

4.7 Procedura di notifica e di decisione

Valgono le esigenze di cui al numero 3.8.

4.8 Dati dell'impianto

Valgono le esigenze di cui al numero 3.9.

5 Gas di depurazione e gas di discarica

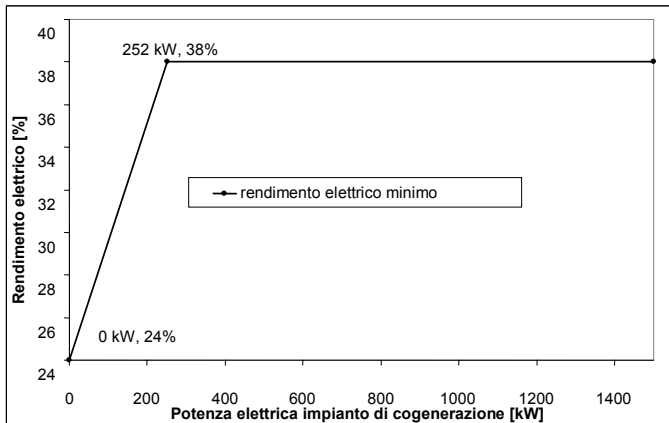
5.1 Impianti ampliati o rinnovati in misura considerevole

Un impianto è considerato ampliato o rinnovato in misura considerevole ai sensi dell'articolo 3a lettera b, se rispetto alla media degli ultimi due anni d'esercizio completi antecedenti il 1° gennaio 2006, aumenta la produzione di elettricità almeno del 25 per cento.

5.2 Esigenze energetiche minime

Il riscaldamento della torre di fermentazione deve essere effettuato mediante calore di recupero.

L'impianto di cogenerazione deve presentare un rendimento elettrico minimo conformemente al seguente diagramma:



Il valore deve essere raggiunto seguendo le indicazioni del costruttore relative al gas di depurazione e nel rispetto delle esigenze definite all'allegato 2, numero 82 dell'ordinanza del 16 dicembre 1985²⁵ contro l'inquinamento atmosferico (OIA).

5.3 L'Ufficio federale può imporre ulteriori esigenze ecologiche per quanto riguarda lo sfruttamento energetico di cosubstrati.

5.4 Rimunerazione per il gas di depurazione

La remunerazione è calcolata applicando la formula seguente:

rimunerazione in cent./kWh = $193.29 x^{-0.2012}$ (x = numero di abitanti equivalenti dell'impianto di depurazione delle acque reflue)

La remunerazione massima ammonta a 24 cent./kWh.

5.5 Rimunerazione per il gas di discarica

La remunerazione è calcolata applicando la formula seguente:

rimunerazione in cent./kWh = $60.673 x^{-0.2853}$ (x = potenza elettrica della centrale termo-elettrica a blocco in kW)

La remunerazione massima ammonta a 20 cent./kWh.

- 5.6 Se gas di depurazione o gas di discarica viene immesso nella rete di distribuzione del gas naturale e utilizzato in altro luogo per la produzione di elettricità, la remunerazione è calcolata come indicato al numero 6.6.
- 5.7 Riduzione annua e durata della remunerazione
- I tassi di remunerazione per i nuovi impianti diminuiscono ogni anno dell'1 per cento a partire dal 2010.
- I periodi di ammortamento e di remunerazione hanno una durata di 20 anni. Il periodo di remunerazione inizia dopo la messa in esercizio dell'impianto e termina il 31 dicembre successivo alla fine del periodo di ammortamento.
- 5.8 Procedura di notifica e di decisione
- 5.8.1 Notifica
- La notifica deve contenere almeno le seguenti indicazioni:
- progetto che illustri se sono soddisfatte le condizioni di cui all'articolo 3a e ai numeri 5.1–5.3;
 - tipo e quantità delle biomassa utilizzate a scopo energetico;
 - potenza elettrica installata (kW_{el});
 - produzione lorda di elettricità e calore (kWh) prevista per anno civile
 - data di messa in esercizio prevista;
 - numero di abitanti equivalenti dell'impianto.
- 5.8.2 Notifica dello stato di avanzamento del progetto
- La notifica dello stato di avanzamento del progetto deve essere presentata al più tardi due anni dopo la notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:
- licenza di costruzione;
 - parere del gestore di rete in merito alla notifica di cui all'articolo 3i;
 - eventuali modifiche dei dati di cui al numero 5.8.1;
 - data di messa in esercizio prevista.
- 5.8.3 Notifica della messa in esercizio
- La notifica della messa in esercizio deve essere effettuata al più tardi quattro anni dopo la notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:
- eventuali modifiche dei dati di cui al numero 5.8.1;
 - data della messa in esercizio.
- 5.9 Dati d'esercizio
- Se l'Ufficio federale lo richiede, il gestore dell'impianto deve consentirgli di prendere visione dei dati d'esercizio.

6 Altri impianti a biomassa

6.1 Impianti ampliati o rinnovati in misura considerevole

Un impianto è considerato ampliato o rinnovato in misura considerevole ai sensi dell'articolo 3a lettera b, se rispetto alla media degli ultimi due anni d'esercizio completi antecedenti il 1° gennaio 2006, con coefficiente di sfruttamento del calore almeno pari:

- a. nel caso di cicli del vapore:
aumenta il proprio coefficiente di sfruttamento elettrico almeno del 25 per cento;
- b. nel caso di altri impianti di cogenerazione:
aumenta la propria produzione di elettricità almeno del 25 per cento.
Non sono considerati ampliati o rinnovati in misura considerevole gli impianti in cui si passa da combustibili fossili a combustibili rinnovabili senza che siano effettuati investimenti ai sensi dell'articolo articolo 3a lettera a.

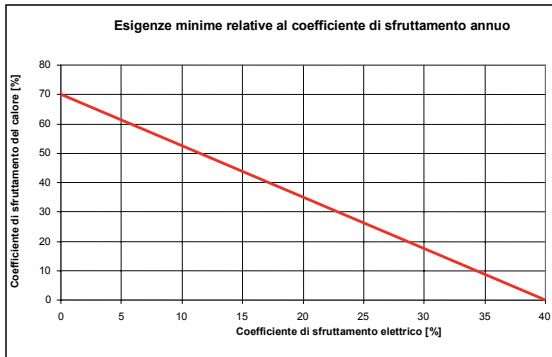
6.2 Esigenze minime generali

- a. Biomassa ammessa:
biomassa ai sensi del numero 1.1, a condizione che non siano utilizzate materie di cui alla lettera b;
- b. Biomassa non ammessa:
 1. biomassa essiccata con l'ausilio di combustibili fossili,
 2. torba,
 3. rifiuti urbani misti provenienti dalle economie domestiche, dall'artigianato e dall'industria e rifiuti simili destinati ad essere termovalorizzati negli impianti di incenerimento dei rifiuti,
 4. fanghi e sedimenti dei corsi d'acqua,
 5. prodotti tessili,
 6. gas di scarica,
 7. gas di depurazione, fanghi grezzi degli impianti di depurazione delle acque.

6.3 Esigenze energetiche minime

Se il coefficiente di sfruttamento globale risulta per un anno civile inferiore di oltre il 20 per cento al coefficiente richiesto in regime normale, o semplicemente inferiore per due anni civili consecutivi, il diritto alla remunerazione a copertura dei costi decade fintanto che non viene di nuovo raggiunto per un anno civile il coefficiente di sfruttamento energetico globale minimo.

- a. Cicli del vapore:
 1. I cicli del vapore, in particolare il ciclo Rankine organico, le turbine a vapore e i motori a vapore devono raggiungere un coefficiente di sfruttamento energetico globale minimo secondo il diagramma seguente:



2. Per il calcolo del coefficiente di sfruttamento energetico globale si utilizza il potere calorifico inferiore H_u del combustibile impiegato.

Calcolo del coefficiente di sfruttamento elettrico: la produzione complessiva di energia elettrica è divisa per l'input energetico.

Calcolo del coefficiente di sfruttamento del calore: l'energia termica sfruttata è divisa per l'input energetico;

- b. Altri impianti di cogenerazione, in particolare centrali termo-elettriche a blocco, (micro)turbine a gas, celle a combustibile e motori Stirling:
1. impianti che riciclano in prevalenza rifiuti e residui biogeni, concime di fattoria e residui del raccolto:
 - il rendimento elettrico dell'impianto di cogenerazione deve soddisfare le esigenze di cui al numero 5.2;
 - il fabbisogno di calore dell'impianto di produzione di energia (per es. riscaldamento del fermentatore) deve essere coperto utilizzando il calore residuo dell'impianto di cogenerazione o altre energie rinnovabili;
 2. altri impianti:
 - il rendimento elettrico dell'impianto di cogenerazione deve soddisfare le esigenze di cui al numero 5.2.
 - la quota di calore (riferita alla produzione lorda di calore) utilizzato esternamente (cioè escludendo quello utilizzato dall'impianto stesso) ammonta almeno al 50 per cento.

6.4 Esigenze ecologiche minime

L'Ufficio federale può definire, attraverso direttive, esigenze ecologiche minime.

6.5 Calcolo della remunerazione

- a. La potenza determinate per la fissazione della remunerazione è la potenza equivalente dell'impianto. Essa corrisponde al quoziente fra l'energia elettrica in kWh da prelevare nell'anno civile in questione e la somma delle ore del medesimo anno civile, detratte le ore piene prima della messa in esercizio dell'impianto e dopo la sua disattivazione.

- b. L'energia elettrica misurata al punto di immissione è determinante per il calcolo della potenza equivalente; questa, a sua volta, serve per il calcolo della remunerazione di base. I tassi di remunerazione sono fissati in modo da tenere conto del fabbisogno proprio di energia elettrica dell'impianto.
- c. L'ammontare della remunerazione di base è calcolato sulla base della potenza equivalente dell'impianto, pro rata rispetto alle seguenti classi di potenza:

Classe di potenza	Rimunerazione di base (cent./kWh)
≤50 kW	24
≤100 kW	21.5
≤500 kW	19
≤5 MW	16
>5 MW	15

- d. bonus per legna: per lo sfruttamento energetico di legname vengono corrisposti 3 cent./kWh;
- e. bonus per biomassa agricola: viene accordato se:
- viene impiegato concime di fattoria (letame e colaticcio provenienti dall'allevamento) o concime di fattoria insieme a resti del raccolto, sostanze residue della produzione agricola o prodotti agricoli declassati; e
 - la quota di cosubstrati non agricoli e piante energetiche non supera il 20 per cento (rispetto alla massa fresca).
- f. L'ammontare del bonus agricolo è calcolato sulla base della potenza equivalente dell'impianto, pro rata rispetto alle seguenti classi di potenza:

Classe di potenza	Bonus agricolo (cent./kWh)
≤50 kW	15
≤100 kW	13,5
≤500 kW	11
≤5 MW	4
>5 MW	0

- g. I bonus di cui alle lettere d ed e non sono cumulabili.
- h. Per gli altri impianti di cogenerazione ai sensi del numero 6.3 lettera b, è accordato un bonus per lo sfruttamento esterno del calore (bonus di cogenerazione) di 2 cent./kWh se lo sfruttamento esterno del calore supera le esigenze minime almeno del 20 per cento (rispetto alla produzione lorda di calore).

6.6 Se gas biogeno viene immesso nella rete di distribuzione del gas naturale e utilizzato in altro luogo per la produzione di elettricità, la remunerazione ammonta a 15 cent./kWh; si applicano le esigenze minime di cui al numero 6.3 lettera b punto 2 e di cui al numero 6.4; inoltre occorre assicurare che un'organizzazione privata effettui registrazioni sulla provenienza del gas, il rispetto delle esigenze minime, le quantità immesse in rete e l'utilizzazione.

6.7 Rimunerazione effettiva

La remunerazione effettiva viene calcolata per ogni anno civile sulla base dell'elettricità effettivamente misurata al punto di immissione in rete, nel modo seguente:

- a. sino alla fine del primo anno civile completo in cui l'impianto è in funzione, sulla base della produzione lorda di elettricità prevista di cui al numero 6.9.1 lettera c;
- b. in ogni successivo anno civile, sulla base della produzione effettiva dell'anno precedente.

6.8 Riduzione annua, durata della remunerazione

- a. La riduzione annua ammonta allo 0 per cento.
- b. I periodi di ammortamento e di remunerazione hanno una durata di 20 anni. Il periodo di remunerazione inizia dopo la messa in esercizio dell'impianto e termina il 31 dicembre successivo alla fine del periodo di ammortamento.

6.9 Procedura di notifica e di decisione

6.9.1 Notifica

La notifica deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. progetto che illustri se sono soddisfatte le condizioni di cui all' articolo 3a e ai numeri 6.2–6.4;
- b. potenza nominale elettrica e termica;
- c. produzione lorda di elettricità e calore (kWh) prevista per anno civile e calore sfruttato esternamente (kWh) previsto per anno civile;
- d. tipo e quantità delle biomasse utilizzate a scopo energetico;
- e. tipo, quantità e potere calorifico inferiore medio del prodotto intermedio;
- f. data di messa in esercizio prevista.

6.9.2 Notifica dello stato di avanzamento del progetto

La notifica dello stato di avanzamento del progetto deve essere presentata al più tardi due anni dopo la notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. licenza di costruzione;
- b. parere del gestore di rete in merito alla notifica di cui all'articolo 3i;
- c. eventuali modifiche dei dati di cui al numero 6.9.1;
- d. data di messa in esercizio prevista.

6.9.3 Notifica della messa in esercizio

La notifica della messa in esercizio deve essere effettuata al più tardi quattro anni dopo la notifica del progetto e deve contenere almeno le seguenti indicazioni:

- a. eventuali modifiche dei dati di cui al numero 6.9.1;
- b. data della messa in esercizio.

6.10 Dati d'esercizio

Se l'Ufficio federale lo richiede, il gestore dell'impianto deve consentirgli di prendere visione dei dati d'esercizio.

Appendice 1.6
(art. 17a e 17b)

Garanzia contro i rischi per gli impianti geotermici

1 Esigenze minime per gli impianti geotermici

- 1.1 Gli impianti geotermici devono presentare il coefficiente di sfruttamento globale minimo di cui all'appendice 1.4 numero 1.3.
- 1.2 Nella media annua, gli impianti geotermici devono presentare un coefficiente di sfruttamento elettrico almeno dell'1,5 per cento.
L'indice di sfruttamento globale si riferisce all'energia annua misurata alla testa del pozzo.
- 1.3 Gli impianti geotermici non devono impiegare vettori energetici fossili insieme all'energia geotermica in un medesimo impianto.

2 Costi garantiti

- 2.1 La fideiussione a garanzia contro i rischi degli impianti geotermici copre al massimo il 50 per cento dei costi dei sondaggi e delle prove del progetto.
- 2.2 Possono essere conteggiate come costi dei sondaggi e delle prove le voci seguenti:
 - a. preparazione e smantellamento del cantiere di perforazione;
 - b. costi di perforazione, comprese tubazioni e cementazione per tutte le perforazioni di produzione, iniezione e sondaggio previste;
 - c. misurazioni del foro di trivellazione, strumentazione compresa;
 - d. prove di pompaggio;
 - e. stimolazione del serbatoio;
 - f. prove di circolazione;
 - g. analisi chimiche;
 - h. assistenza geologica.

3 Procedura

- 3.1 Domanda
La domanda deve fornire informazioni, in particolare, in merito a:
 - a. l'ubicazione dell'impianto, le condizioni geologiche e idrogeologiche locali e le relative basi;
 - b. le proprietà pronosticate dell'acquifero o del serbatoio e le ricerche su cui poggiano tali dati;

- c. la capacità di estrazione, la temperatura e la mineralizzazione del fluido pronosticate e le ricerche su cui poggiano tali dati;
- d. la definizione dei criteri di successo, parziale successo o insuccesso per quanto riguarda la resa e la temperatura e mineralizzazione del fluido;
- e. il programma dettagliato delle perforazioni e delle prove;
- f. la potenza progettata dell'impianto e la produzione di energia (termica ed elettrica);
- g. l'utilizzazione progettata di energia e la fattibilità in caso di successo e di parziale successo;
- h. i previsti acquirenti di elettricità e calore in caso di successo e di parziale successo;
- i. la prevista utilizzazione delle perforazioni in caso di insuccesso;
- j. la prevista forma giuridica e l'identità della società responsabile della gestione;
- k. il finanziamento del progetto nella fase delle perforazioni e delle prove, nella fase di ampliamento e nella fase di esercizio;

3.2 Trattazione delle domande

- a. La società nazionale di rete notifica il ricevimento della domanda all'Ufficio federale.
- b. L'Ufficio federale designa un gruppo di esperti indipendente.
- c. Il gruppo di esperti esamina la domanda e la valuta, in particolare, per quanto riguarda:
 - 1. la capacità di estrazione, la temperatura e la mineralizzazione del fluido pronosticate;
 - 2. il livello tecnico del programma di perforazione, di stimolazione e di prova;
 - 3. la fattibilità del previsto sfruttamento dell'energia in caso di successo e di parziale successo.
- d. Il gruppo sottopone alla società nazionale di rete una raccomandazione motivata sulla concessione o sul rifiuto della domanda. In caso di valutazione positiva della domanda, sottopone alla società nazionale di rete una raccomandazione motivata sui criteri di successo, parziale successo o insuccesso da adottare (capacità di estrazione, temperatura e mineralizzazione del fluido) e sull'ammontare della fideiussione da concedere.
- e. La società nazionale di rete esamina se il progetto trova posto nell'ambito della somma massima dei supplementi secondo l'articolo 7a capoverso 4 della legge.
- f. La società nazionale di rete trasmette al richiedente una decisione di massima vincolante in cui comunica se, in caso di parziale successo o insuccesso, gli può essere concessa una fideiussione e a quanto tale fideiussione ammonterebbe in caso di parziale successo o di insuccesso.
- g. La società nazionale di rete trasmette la decisione all'Ufficio federale.

-
- 3.3 Esecuzione del progetto e decisione in merito alla fideiussione
- a. L'Ufficio federale designa un esperto indipendente quale accompagnatore del progetto.
 - b. Il promotore del progetto esegue le perforazioni e le prove previste. L'accompagnatore del progetto segue il progetto nella fase delle perforazioni e delle prove. Sorveglia le perforazioni, la stimolazione e le prove, valuta i risultati delle prove e rende conto al gruppo di esperti.
 - c. Al termine dei lavori, il gruppo di esperti esamina i risultati delle perforazioni e delle prove e li valuta sotto il profilo del successo, parziale successo o insuccesso.
 - d. La società nazionale di rete, mediante una decisione vincolante, comunica al promotore del progetto il risultato dell'esame in particolare sotto il profilo del successo, parziale successo o insuccesso, e l'ammontare della fideiussione da versare.
- 3.4 Il gruppo di esperti può fare capo ad altri specialisti.

Appendice 2.1

Esigenze per la commercializzazione di scaldacqua, serbatoi di accumulo dell'acqua calda e accumulatori di calore

L'appendice 2.1 è modificata come segue:

...²⁶

²⁶ Le modifiche qui appresso sono inserite nell'O menzionata.

Appendice 2.3

(art. 7 cpv. 1 e 2, 10 cpv. 1–4, 11 cpv. 1 e 21a cpv. 1 lett. c)

Esigenze per la commercializzazione di lampade elettriche per uso domestico con raccordo alla rete (fonti di luce)**1 Campo d'applicazione**

- 1.1 Questa appendice si applica alle lampade elettriche per uso domestico con raccordo alla rete (lampade a incandescenza e lampade fluorescenti con starter integrato) nonché alle lampade fluorescenti per uso domestico (compresi i tubi fluorescenti e le lampade fluorescenti compatte senza starter integrato), anche quando sono commercializzate per un uso non domestico.
- 1.2 L'appendice non riguarda le seguenti lampade:
- lampade che producono un flusso luminoso superiore a 6500 lumen (lm);
 - le lampade la cui potenza assorbita è inferiore a 4 watt (W);
 - le lampade con riflettore;
 - le lampade commercializzate principalmente per un'utilizzazione con altre fonti di energia, come ad esempio le pile;
 - le lampade commercializzate per una funzione principale che non è la produzione di luce visibile (lunghezza d'onda dello spettro tra 400 e 800 nm);
 - le lampade commercializzate in quanto parti di un prodotto la cui funzione principale non è l'illuminazione. Tuttavia, quando la lampada è offerta separatamente per la vendita, per la locazione o per l'acquisto a rate o esposta (ad es. in quanto pezzo di ricambio), si applica la presente appendice.

2 Esigenze per la commercializzazione

- 2.1 Le lampade di cui al numero 1.1 possono essere commercializzate unicamente se raggiungono almeno la classe di efficienza energetica E in base alla Direttiva 98/11/CE della Commissione europea del 27 gennaio 1998²⁷ concernente l'etichettatura indicante l'efficienza energetica delle lampade per uso domestico.

²⁷ GU L 71 del 10.3.1998, pag. 1.

Il testo della direttiva è ottenibile presso l'UFCL, Vendita di pubblicazioni federali, 3003 Berna, alle condizioni previste nell'O del 23 nov. 2005 sugli emolumenti per le pubblicazioni (RS 172.041.11), oppure presso il Centro svizzero d'informazioni sulle norme tecniche (switec), Mühlebachstr. 54, 8008 Zurigo.

- 2.2 Le esigenze di cui al numero 2.1 non riguardano:
- lampade da utilizzare in un apparecchio il cui scopo principale non è la produzione di luce;
 - lampade ad incandescenza per decorazione²⁸ con una potenza assorbita massima di 60 Watt (W); il numero massimo di pezzi per modello e anno è limitato a 10 000;
 - lampade speciali²⁹ in numero ridotto di pezzi;
 - lampade tubolari di ricambio.
- 2.3 I portalamпада utilizzabili solamente con lampade che non raggiungono almeno la classe di efficienza E non possono essere commercializzati. Ciò riguarda in particolare gli zoccoli per le lampade tubolari.

3 Omologazione energetica

Il consumo d'energia e altre proprietà delle lampade designate nel numero 1.1 sono misurati conformemente alla norma europea EN 50285.

4 Dichiarazione di conformità

La dichiarazione di conformità deve contenere le indicazioni seguenti:

- il nome e l'indirizzo del produttore o del suo rappresentante domiciliato in Svizzera;
- una descrizione della lampada;
- una dichiarazione secondo la quale la lampada in questione soddisfa le esigenze di cui al numero 2;
- il nome e l'indirizzo della persona che firma la dichiarazione di conformità per il produttore o per il suo rappresentante domiciliato in Svizzera.

5 Documentazione tecnica

La documentazione tecnica deve contenere le indicazioni seguenti:

- una descrizione generale della lampada;
- i progetti, disegni e piani di fabbricazione, segnatamente di pezzi, gruppi di montaggio e circuiti;

²⁸ Sono considerate lampade per decorazione le lampade con filamento decorativo visibile, le lampade colorate e le lampade con forme decorative.

²⁹ Sono considerate lampade speciali ai sensi di questa deroga le lampade per scopi particolari, per le quali, a causa del ridotto numero di pezzi, non vengono offerte lampade secondo il numero 2.1.

- c. le descrizioni e spiegazioni necessarie per la comprensione di detti disegni e piani nonché del funzionamento del prodotto;
- d. un elenco delle norme applicate interamente o parzialmente, nonché una descrizione delle soluzioni adottate per soddisfare le esigenze di cui al numero 2;
- e. i risultati dei calcoli di costruzione e delle verifiche fatte;
- f. i rapporti delle omologazioni, propri o allestiti da terzi.

6 Servizio di omologazione

L'Ufficio federale riconosce un servizio di omologazione (art. 21a cpv. 1 lett. c) qualora tale servizio:

- a. sia privo di qualsiasi legame commerciale, finanziario o di altra natura che potrebbe influenzare negativamente i risultati;
- b. impieghi personale sufficientemente istruito e sperimentato;
- c. disponga dei locali e dell'apparecchiatura appropriati;
- d. gestisca un sistema di documentazione appropriato;
- e. garantisca che i dati degni di protezione siano tenuti segreti.

7 Indicazione del consumo d'energia ed etichettatura

- 7.1 Il consumo di energia e le caratteristiche sono indicati conformemente:
- a. alla Direttiva 92/75/CEE del Consiglio del 22 settembre 1992³⁰ concernente l'indicazione del consumo di energia e di altre risorse degli apparecchi domestici, mediante l'etichettatura ed informazioni uniformi relative ai prodotti; e
 - b. alla Direttiva 98/11/CE della Commissione del 27 gennaio 1998³¹ che stabilisce le modalità d'applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio per quanto riguarda l'etichettatura indicante l'efficienza energetica delle lampade per uso domestico.
- 7.2 Chiunque commercializza lampade deve provvedere affinché l'etichetta energetica figuri sui modelli d'esposizione di detti apparecchi, sull'imballaggio e sui documenti di vendita (prospetti, istruzioni per l'uso, ecc.).

³⁰ GU L 297 del 13.10.1992, pag. 16.

³¹ GU L 45 del 17.2.1994, pag. 1, modificata dalla Direttiva 2003/66/CE (GU L 170 del 9.7.2003, pag. 10)

Il testo della direttiva è ottenibile presso l'UFCL, Vendita di pubblicazioni federali, 3003 Berna, alle condizioni previste nell'O del 23 nov. 2005 sugli emolumenti per le pubblicazioni (RS 172.041.11), oppure presso il Centro svizzero d'informazioni sulle norme tecniche (switec), Mühlebachstr. 54, 8008 Zurigo.

8 Disposizione transitoria

Gli apparecchi non conformi alla presente appendice devono essere ritirati dal mercato entro il 31 dicembre 2008 al più tardi.

Appendice 4
(art. 1c)

Esigenze in materia di etichettatura e di contabilità dell'elettricità

1 Contabilità dell'elettricità per le aziende soggette all'obbligo di etichettatura e di informazione

- 1.1 La contabilità dell'elettricità comprende i dati necessari per adempiere all'obbligo di etichettatura e d'informazione (art. 1a e 1b).
- 1.2 L'anno di riferimento della contabilità dell'elettricità è l'anno civile precedente.
- 1.3 I vettori energetici devono essere designati come segue:

Categorie principali obbligatorie	Sottocategorie
Energie rinnovabili	
– Forza idrica	
– Altre energie rinnovabili	
	Energia solare
	Energia eolica
	Biomassa ^a
	Geotermia
Elettricità che beneficia di misure di promozione ^b	
Energie non rinnovabili	
– Energia nucleare	
– Vettori energetici fossili	
	Petrolio
	Gas naturale
	Carbone
Rifiuti ^c	
Vettori energetici non omologabili	
^a biomassa solida e liquida e biogas	
^b secondo l'articolo 7a della legge	
^c rifiuti in impianti di incenerimento e in discariche	

- 1.4 Se vi sono quote di vettori energetici da contabilizzare nelle categorie principali «Altre energie rinnovabili» e «Vettori energetici fossili», devono essere indicate tutte le sottocategorie.
- 1.5 La base per l'attribuzione a una categoria è costituita dalla relativa prova, in particolare dal contratto, dalla garanzia di origine di cui all'articolo 1*d*, dal certificato o dallo stato del contatore dell'impianto di produzione. La prova di riferimento deve poter essere presentata nei controlli successivi.
- 1.6 La quantità di elettricità contabilizzata in base all'articolo 7*a* della legge viene attribuita alla categoria principale «Elettricità che beneficia di misure di promozione». La suddivisione fra i vettori energetici deve essere indicata in una nota.
- 1.7 Se non sussiste alcuna prova di riferimento o se non è possibile stabilire chiaramente il metodo di produzione e l'origine, il quantitativo di elettricità corrispondente deve essere attribuito alla categoria principale «Vettori energetici non omologabili».
- 1.8 Ogni categoria contiene come indicazione dell'origine le quote di elettricità prodotta in Svizzera e all'estero. Questa indicazione non è richiesta per la categoria principale «Vettori energetici non omologabili».
- 1.9 Se la quota di «vettori energetici non omologabili» è superiore al 20 per cento, deve essere indicata una motivazione. L'Ufficio federale disciplina i dettagli in un supporto d'esecuzione conformemente al numero 1.11.
- 1.10 L'elettricità che non viene fornita direttamente ai propri consumatori finali deve essere dedotta nel calcolo dell'insieme dei fornitori. Questa fattispecie si applica in particolare per le forniture di elettricità concordate contrattualmente di una o più categorie di vettori energetici a rivenditori svizzeri o esteri o a consumatori finali esteri.
- 1.11 L'Ufficio federale elabora, in collaborazione con le aziende del settore dell'elettricità, un supporto d'esecuzione per la contabilità dell'elettricità.

2 Etichettatura per aziende soggette all'obbligo di etichettatura

- 2.1 L'etichettatura per i consumatori finali ha luogo almeno una volta ogni anno civile, sul conteggio dell'elettricità o in allegato, indirizzato agli stessi. Sono consentite ulteriori pubblicazioni.
- 2.2 Le aziende soggette all'obbligo di etichettatura sono tenute a informare i consumatori finali anche quando il conteggio dell'elettricità è presentato da un'altra azienda.
- 2.3 L'etichettatura deve riferirsi ai dati dell'anno civile precedente al più tardi a partire dal 1° luglio.
- 2.4 L'etichettatura si effettua mediante tabella (es.: figura 1). Le dimensioni della tabella devono essere di almeno 10 × 7 cm.

- 2.5 È consentito completare la tabella con grafici (es.: figura 2) o con altre informazioni supplementari, ad esempio sui prodotti di elettricità acquistati da determinati gruppi di clienti (es. figura 3) se la comprensione e la leggibilità della tabella sono garantite.

Esempio di tabella per l'etichettatura dell'elettricità in base alle esigenze minime.

Figura 1

10 cm

→

↑

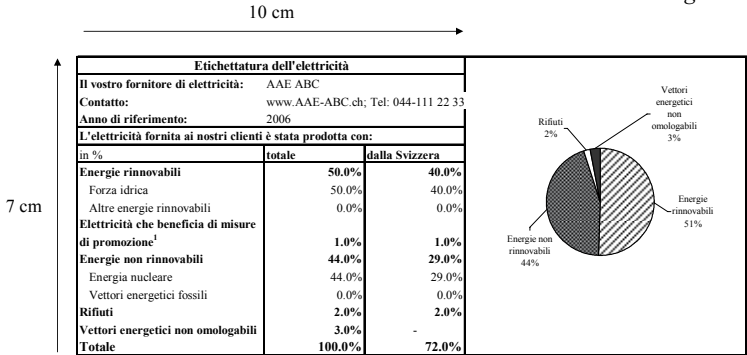
7 cm

Etichettatura dell'elettricità		
Il vostro fornitore di elettricità: AAE ABC		
Contatto: www.AAE-ABC.ch; Tel: 044-111 22 33		
Anno di riferimento: 2006		
L'elettricità fornita ai nostri clienti è stata prodotta con:		
in %	totale	dalla Svizzera
Energie rinnovabili	50.0%	40.0%
Forza idrica	50.0%	40.0%
Altre energie rinnovabili	0.0%	0.0%
Elettricità che beneficia di misure di promozione¹	1.0%	1.0%
Energie non rinnovabili	44.0%	29.0%
Energia nucleare	44.0%	29.0%
Vettori energetici fossili	0.0%	0.0%
Rifiuti	2.0%	2.0%
Vettori energetici non omologabili	3.0%	-
Totale	100.0%	72.0%

¹Elettricità che beneficia di misure di promozione:
45% forza idrica, 7% energia solare, 20% energia eolica,
25% biomassa e scorie da biomassa, 3% geotermia

Esempio di tabella per l'etichettatura dell'elettricità completata con un grafico.

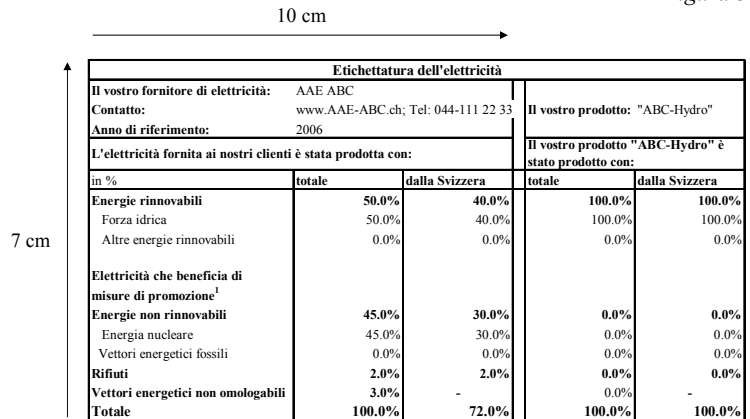
Figura 2



¹Elettricità che beneficia di misure di promozione: 45% forza idrica, 7% energia solare, 20% energia eolica, 25% biomassa e scorie da biomassa, 3% geotermia

Esempio di tabella per l'etichettatura dell'elettricità con informazioni supplementari sul prodotto di elettricità fornito a un determinato gruppo di clienti.

Figura 3



¹Elettricità che beneficia di misure di promozione: 45% forza idrica, 7% energia solare, 20% energia eolica, 25% biomassa e scorie da biomassa, 3% geotermia

