

# **Modifiche dell'ordinanza sull'energia**

**Rapporto esplicativo concernente il  
progetto in consultazione del  
27. giugno 2007**

## Indice

<b>INDICE .....</b>	<b>2</b>
<b>I. COMMENTO ALLE SINGOLE DISPOSIZIONI .....</b>	<b>4</b>
Art. 1           Definizioni.....	4
Art. 1 <i>d</i> Obbligo e contenuti della prova dell'origine .....	5
<b>Capitolo 2: Condizioni di raccordo per le energie fossili e rinnovabili ai sensi dell'articolo 7 della legge .....</b>	<b>5</b>
Art. 2           Esigenze generali.....	5
Art. 2 <i>a</i> Energia prodotta regolarmente e sfruttamento del calore generato .....	5
Artt. 2 <i>b,2c, 2e</i> Prezzi di acquisto orientati al mercato, centrali idroelettriche, Commissione ..	5
Art. 2 <i>d</i> Centrali a gas .....	6
<b>Capitolo 2<i>a</i>: Condizioni di raccordo per l'elettricità prodotta a partire da .... energie rinnovabili ai sensi dell'articolo 7<i>a</i> della legge.....</b>	<b>6</b>
Sezione 1:     Disposizioni generali, nuovi impianti .....	6
Art. 3        Disposizioni generali .....	6
Art. 3 <i>a</i> Nuovi impianti .....	6
Sezione 2:     Rimunerazione, plusvalore ecologico, progressioni, procedura .....	6
Art. 3 <i>b</i> Prezzo di costo degli impianti di riferimento.....	6
Art. 3 <i>c</i> Indennizzo del plusvalore ecologico .....	7
Art. 3 <i>d</i> Riduzione annuale e durata della remunerazione.....	7
Art. 3 <i>e</i> Adeguamento del prezzo di costo.....	8
Art. 3 <i>f</i> Progressione periodica per gli impianti fotovoltaici .....	8
Art. 3 <i>g</i> Procedura di notifica preliminare e di preavviso .....	8
Sezione 3:     Supplemento per il ritiro di elettricità.....	9
Art. 3 <i>h</i> Fissazione, prelievo e pagamento del supplemento.....	9
Art. 3 <i>i</i> Fondo alimentato dai supplementi .....	9
Sezione 4:     Obblighi di notifica, rendiconto.....	9
Sezione 5:     Pubbliche gare .....	9

<b>Capitolo 2b: Entrata e uscita dal modello dell'immissione previsto</b>	
<b>dall'articolo 7a della legge</b>	<b>10</b>
Art. 6	10
<b>Capitolo 3a: Edifici</b>	<b>10</b>
Art. 11a	10
<b>Capitolo 4: Promozione e garanzie contro i rischi</b>	<b>11</b>
Sezione 3a: Garanzie contro i rischi	11
Art. 17a - c	11
Abrogazione dell'articolo 26 capoverso 1	11
Art. 28b Disposizione transitoria	12
<b>Commento all'appendice 1.1 (Condizioni di raccordo per le piccole centrali idroelettriche)</b>	<b>13</b>
<b>Commento all'appendice 1.2 (Condizioni di raccordo per gli impianti fotovoltaici)</b>	<b>15</b>
<b>Commento all'appendice 1.3 (Condizioni di raccordo per l'energia eolica)</b>	<b>16</b>
<b>Commento all'appendice 1.4 (Condizioni di raccordo per gli impianti geotermici)</b>	<b>18</b>
<b>Commento all'appendice 1.5 (Condizioni di raccordo per gli impianti a biomassa)</b>	<b>19</b>
<b>Commento all'appendice 1.6 (Garanzia contro i rischi per gli impianti geotermici)</b>	<b>24</b>
<b>Commento all'appendice 2.3 [Esigenze per la commercializzazione di lampade domestiche elettriche con raccordo alla rete (fonti di luce)]</b>	<b>26</b>



## **Art. 1d** **Obbligo e contenuti della prova dell'origine**

La disposizione ricalca ampiamente il diritto vigente. Nuovo è in particolare l'obbligo di prova dell'origine, basato sulla nuova competenza prevista all'articolo 5bis LEn. Il capoverso 1 è stato ripreso dall'articolo 2 capoverso 1 della pertinente ordinanza del DATEC (RS 730.010.1), la quale dovrà essere successivamente adeguata. I capoversi 3 e 4 sono finalizzati a impedire abusi nell'impiego della prova.

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

### **Art. 2** **Esigenze generali**

Questa disposizione ricalca sostanzialmente il vigente articolo 2 OEn (Esigenze generali relative alle condizioni di raccordo per produttori indipendenti). La remunerazione menzionata nel capoverso 1 è da intendersi come prezzo medio annuo. Gli accordi tra i produttori e il gruppo di bilancio per le energie rinnovabili, relativi ad esempio all'energia di punta e all'energia di banda oppure a forniture stagionali (estate/inverno), possono divergere da tale prezzo. Per quanto attiene al capoverso 5, va osservato che l'immissione di elettricità di per sé non viene considerata un fattore responsabile di perturbazioni della rete. Nel capoverso 6, la ripartizione dei costi per la costruzione delle linee di raccordo è ora meglio formulata; da un lato la disposizione incentiva l'impegno finanziario dei produttori e, dall'altro, impedisce la loro discriminazione.

### **Art. 2a** **Energia prodotta regolarmente e sfruttamento del calore generato**

La definizione di energia prodotta regolarmente, essenzialmente ripresa dal vigente articolo 3 capoverso 2 OEn, si rende necessaria per l'elettricità prodotta a partire da energie fossili, poiché nel caso di quest'ultima l'obbligo di ritiro e di remunerazione sussiste unicamente per l'energia regolarmente prodotta. In tal modo la normativa intende offrire ai gestori di rete la possibilità di amministrare la propria rete contando su determinate garanzie.

Per quanto attiene alla produzione di elettricità mediante combustione di energie rinnovabili (biomassa e scorie da biomassa) oppure con la geotermia, a seconda della tecnologia utilizzata viene prescritto un minimo sfruttamento del calore allo scopo di garantire un buon sfruttamento globale del combustibile e della geotermia. In tal modo possono beneficiare del diritto alla remunerazione basata sui costi anche gli impianti che, a causa di una potenza ridotta e della tecnologia impiegabile, possono raggiungere solamente un coefficiente di sfruttamento elettrico piuttosto basso.

### **Artt. 2b,2c, 2e** **Prezzi di acquisto orientati al mercato, centrali idroelettriche, Commissione**

Queste disposizioni corrispondono a quelle degli articoli 4 e capoversi 1 e 6 della vigente OEn. L'articolo 5 capoverso 2 della vigente OEn è ora integrato nella disposizione transitoria dell'articolo 28b capoverso 2 dell'ordinanza.



Per il calcolo del prezzo di costo si fa riferimento nel limite del possibile a valori empirici. In quest'ambito, sono considerate come elementi di un impianto che incidono sui costi tutte le installazioni minime necessarie per la produzione di elettricità. Per gli impianti di abbinamento forza-calore ci si basa sull'utile ricavato dalla vendita del calore minimo da cedere esternamente all'impianto al prezzo del petrolio ai sensi dell'articolo 2a capoverso 2 OEn. Il calore vendibile va quindi a coprire una parte dei costi dell'impianto, riducendo i costi dell'elettricità e di conseguenza il tasso di remunerazione.

Capoverso 2: per motivi pratici viene misurata la produzione lorda, che rappresenta la base di calcolo per la remunerazione. Il fabbisogno proprio di elettricità per l'esercizio dell'impianto viene considerato nei tassi di remunerazione, cosicché in ultima analisi viene remunerata soltanto la produzione netta.

Il capoverso 3 dispone che durante l'esercizio di prova o di collaudo il diritto alla remunerazione non sussiste ancora; quest'ultima diventa esigibile solamente dopo la consegna dell'impianto e l'avvio del suo pieno esercizio ordinario.

A norma del capoverso 4, la tecnologia più efficiente non deve esibire unicamente le migliori prestazioni tecniche, ma nel complesso anche l'impiego di materie prime compatibili con l'ambiente. In tal modo si intende evitare che, ad esempio, per la produzione di elettricità venga impiegato olio di palma dannoso per l'ambiente.

Il capoverso 5 stabilisce che per gli impianti ibridi si applicano i tassi di remunerazione previsti per i singoli vettori energetici nelle appendici 1.1 a 1.5, con il conseguente calcolo di un prezzo misto proporzionale alle quote di tutte le energie effettivamente utilizzate; tale prezzo misto corrisponde quindi al tasso di remunerazione per impianti ibridi.

### **Art. 3c Indennizzo del plusvalore ecologico**

Ai sensi dell'articolo 7a non possono essere concessi indennizzi supplementari per plusvalori ecologici, poiché le diverse tecnologie hanno solo possibilità molto diverse di generare tali plusvalenze aggiuntive. Inoltre, queste prestazioni supplementari non hanno alcun nesso diretto con il prezzo di costo di un impianto. I plusvalori ecologici devono essere venduti su specifici mercati per l'energia ecologica, come previsto dall'articolo 7b LEne. Tuttavia, ai sensi dell'articolo 6 OEn, ogni anno civile è data la possibilità di passare dall'articolo 7a all'articolo 7b LEne e viceversa (art. 6 OEn).

### **Art. 3d Riduzione annuale e durata della remunerazione**

L'articolo 7a LEne prevede una degressione annuale delle remunerazioni per gli impianti di nuova realizzazione, allo scopo di tener conto del progresso tecnologico e delle attese diminuzioni dei prezzi. Tali riduzioni annuali, fissate in modo specifico a seconda della tecnologia, sono basate su opportune proiezioni.

La durata della remunerazione corrisponde ai periodi di ammortamento (previsto dalle norme SIA o in uso nel ramo). La durata massima è stata fissata a 25 anni, considerata la mancanza di certezze sugli sviluppi dopo il 2030 (art. 1 cpv. 3 LEne).

**Art. 3e****Adeguamento del prezzo di costo**

Il prezzo di costo deve poter essere adeguato non soltanto per i nuovi impianti che si aggiungeranno al sistema (in base all'art. 3d), ma a scadenza periodica anche per gli impianti già in esercizio, onde allinearli ai mutamenti – non prevedibili a più lungo termine – delle condizioni di esercizio, tra l'altro a seguito dell'evoluzione dei prezzi di mercato dei combustibili (soprattutto della biomassa) e dei tassi d'interesse, considerando altresì la forte incidenza delle condizioni meteorologiche effettive (ore di pieno regime degli impianti eolici, adduzione d'acqua).

In tal modo si è inteso ridurre il rischio che impianti già in esercizio conseguano nel tempo profitti esagerati oppure che vengano precocemente dismessi a causa di un continuo decremento dell'economicità.

**Art. 3f****Progressione periodica per gli impianti fotovoltaici**

Le progressioni periodiche si orientano ai costi non coperti (prezzo di costo degli impianti di riferimento dedotto il prezzo di mercato). Poiché il prezzo di costo varia fortemente a seconda della categoria e considerando l'impossibilità di prevedere il futuro mix di impianti, non è possibile prevedere esattamente i costi non coperti per KWh che gli impianti realizzati dovranno sostenere. Fino al raggiungimento della soglia del 5 per cento (costi supplementari oltre 50 cent./kWh; art. 7a cpv. 4 lett. b numero 1 LEne) possono essere remunerati, con il prezzo di costo fissato, impianti con una potenza nell'ordine dei 25 MW. La prevista degressione del 5 per cento consentirà di scendere sotto questo primo limite di prezzo in un periodo da uno a cinque anni a seconda della composizione del mix di impianti. Con la delibera di un contingente di 12 MW per il primo anno e con ulteriori contingenti annuali (da 4 a 12 MW per anno all'incirca), che dovranno essere adeguati a seconda del mix di impianti, dovrebbe essere conseguita un'evoluzione annuale costante.

**Art. 3g****Procedura di notifica preliminare e di preavviso**

L'esame dei progetti è affidato alla società di rete. Questa decisione è finalizzata alla semplificazione dei processi e non da ultimo è da ascrivere al fatto che in virtù dell'articolo 15b capoverso 1 LEne la rete è responsabile della riscossione dei supplementi.

La procedura di notifica preliminare e di preavviso intende garantire la sicurezza della pianificazione. Infatti, solo la conoscenza degli impianti in corso di progettazione e realizzazione consente di appurare se un determinato progetto può ancora accedere al beneficio di una remunerazione entro le coordinate tecnologiche e i tetti di costo previsti dalla legge. Senza questa conoscenza, soprattutto gli investimenti in impianti con lunghi tempi di realizzazione non disporrebbero di sufficienti garanzie e ciò si rivelerebbe un fattore avverso fatale soprattutto perché sono proprio le tecnologie convenienti a necessitare di lunghi tempi di progettazione e realizzazione. Senza questi impianti, tuttavia, gli obiettivi perseguiti dalla legge sarebbero ben difficilmente raggiungibili.

## **Sezione 3: Supplemento per il ritiro di elettricità**

### **Art. 3h Fissazione, prelievo e pagamento del supplemento**

I ruoli sono ripartiti come segue: l'UFE fissa annualmente e in anticipo il supplemento, mentre la società di rete riscuote trimestralmente il supplemento presso i gestori di rete; questa periodicità assicura che il Fondo alimentato dai supplementi di cui all'articolo 3i venga regolarmente dotato di sufficienti risorse finanziarie. Il gruppo di bilancio per le energie rinnovabili versa ai produttori, pure trimestralmente, la piena remunerazione. In tal modo si intende impedire che i gestori di rete debbano addossarsi interessi passivi, come attualmente accade nell'attuale sistema di rimborso dei costi. L'ultimo periodo del capoverso 3 assicura che il gruppo di bilancio e rispettivamente il Fondo non siano esposti a problemi di liquidità. Il trasferimento dei costi dai gestori di rete ai consumatori finali è già disciplinato a livello di legge (art. 15b cpv. 2 LEnE).

Il prezzo di mercato (cpv. 2) deve essere definito sulla base di prodotti il più possibile trasparenti e liquidi. Pertanto, si prestano a tale scopo in primo luogo i prodotti negoziati in borsa. Il principale mercato di riferimento per la Svizzera è attualmente rappresentato dallo European Energy Exchange (EEX) in Germania: presso questa borsa si tengono dalla fine del 2006 contrattazioni spot per l'area di mercato Svizzera, che comprende la zona di regolamentazione swissgrid. Alle ore 10.30 di ogni giornata di borsa si svolge un'asta per ciascuna delle 24 ore del giorno seguente. Lo Swissix ("Swiss Electricity Index") rappresenta il prezzo medio per l'area di mercato Svizzera. Ai sensi del capoverso 2, come prezzo di mercato vale la media ponderata su base di volume del baseload Swissix, pubblicato quotidianamente. Tale prezzo di mercato deve essere determinato e pubblicato trimestralmente dall'UFE. Il calcolo deve basarsi sulla piazza di mercato più adatta per i prezzi spot.

### **Art. 3i Fondo alimentato dai supplementi**

La base di questa disposizione è rappresentata dall'articolo 15b capoverso 5 LEnE.

## **Sezione 4: Obblighi di notifica, rendiconto**

Gli obblighi di notifica e di rendiconto della società di rete nei confronti dell'UFE mirano non da ultimo a consentire il controlling dei flussi finanziari.

A tale proposito si rimanda all'articolo 20 capoverso 3 LEnE, a norma del quale ogni cinque anni il Consiglio federale è tenuto a controllare l'efficacia delle misure della legge nonché a presentare relativo rendiconto all'Assemblea federale. Il Consiglio federale ha facoltà di riferire anche a scadenze intermedie, segnatamente qualora i supplementi si avvicinino ai tetti di costo previsti dalla legge e si impongano quindi decisioni sui passi da compiere.

## **Sezione 5: Pubbliche gare**

### **Artt. 4 e 5**

Le gare pubbliche per programmi di efficienza sono già una positiva realtà in molti Paesi; esse contribuiscono ad accelerare il processo di implementazione pratica delle tecnologie di ultima

generazione e delle applicazioni energetiche più efficienti, offrendo ai consumatori un incentivo diretto. I programmi di efficienza sono fondamentalmente praticabili in molti settori di applicazione. Gli enti promotori dei progetti possono essere costituiti da organizzazioni e imprese sia pubbliche che private. Il legislatore, pur non disciplinando i settori di attuazione dei programmi di efficienza, pone un chiaro accento sugli edifici. In tal senso, i programmi di efficienza specifici nel quadro di questo sistema di pubbliche gare devono andare a integrare in modo mirato, mediante progetti chiaramente definiti sul piano dei contenuti e dei tempi di realizzazione, le misure cantonali appunto destinate agli immobili. Il coordinamento in questo ambito con il già esistente sistema di contributi globali dei Cantoni e con il Centesimo per il clima deve essere garantito.

L'erogazione dei mezzi ai progetti di efficienza considerati deve avvenire a livello centrale. L'UFE ha facoltà di occuparsene direttamente oppure di conferire relativo incarico a un'agenzia appositamente da costituire. Nel quadro del programma SvizzeraEnergia, che si rivolge simultaneamente ai Cantoni, all'economia nonché alle associazioni per l'ambiente e dei consumatori, una tale regolamentazione appare adeguata dal punto di vista pratico e anche dal profilo del coordinamento delle diverse attività. Lo svolgimento delle gare da parte di un organismo specificamente incaricato (UFE oppure agenzia), da formare con le agenzie per l'efficienza già esistenti e con il coinvolgimento del settore energetico e dei Cantoni, appare la soluzione più razionale. Essa consente in particolare di rendere direttamente partecipi i Cantoni, ma anche altri importanti attori del settore dell'energia, al processo decisionale relativo ai progetti presentati. Analogamente a quanto previsto per analoghi contributi a progetti nel quadro della legge sull'energia, il contributo massimo ai costi potrebbe ammontare al 40 per cento, mentre il 60 per cento dovrebbe essere finanziato con mezzi di terzi.

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

### **Art. 6**

Conformemente agli intendimenti del legislatore, espressi nei dibattiti in sede di Commissioni parlamentari e di Camere riunite, in avvenire deve esistere la possibilità di alternare il modello di immissione ai sensi dell'articolo 7a con il modello di energia ecologica previsto dall'articolo 7b LEn e viceversa. Poiché questo passaggio si prospetta particolarmente impegnativo soprattutto per il gruppo di bilancio per le energie rinnovabili e per la società di rete, è auspicabile che esso si svolga alla fine dell'anno civile. Il capoverso 3 dispone chiaramente che la corrispondente disposizione dell'articolo 7a capoverso 2 LEn si applica anche in questo caso.

## **Capitolo 3a:                   Edifici**

### **Art. 11a**

Il capoverso 1 intende favorire la massima armonizzazione possibile dell'attuazione delle prescrizioni dell'articolo 9 capoverso 3 LEn sul piano cantonale, appoggiando nel contempo gli sforzi di armonizzazione degli stessi Cantoni, che vedono peraltro ulteriormente garantita la loro competenza nella definizione della normativa di dettaglio.

Il capoverso 2 si rivolge ai grandi consumatori, che a norma del modulo 8 delle prescrizioni cantonali tipo nel settore energetico (MuKE) sono chiamati a realizzare ragionevoli misure per l'ottimizzazione

dei consumi. Mediante una convenzione sugli obiettivi essi possono svincolarsi da ulteriori oneri. D'altro canto, le aziende ai sensi dell'articolo 17 LENE e rispettivamente degli articoli 3 e 4 della legge sul CO<sub>2</sub> hanno la facoltà di sottoscrivere volontariamente convenzioni sugli obiettivi con la Confederazione o con l'agenzia da essa incaricata nonché di impegnarsi a limitare le emissioni di CO<sub>2</sub> ai sensi dell'articolo 9 della legge sul CO<sub>2</sub>.

Il capoverso 3 è consacrato alle esigenze relative all'allestimento delle convenzioni sugli obiettivi, che sono definiti nella direttiva menzionata e, a titolo integrativo, in una direttiva d'attuazione dell'UFAM e dell'UFE. Se queste condizioni vengono rispettate, l'Ufficio federale realizza gli audit con l'obiettivo di accertare che le convenzioni sugli obiettivi possano essere riconosciute da tutti i Cantoni interessati (cosiddette convenzioni universali sugli obiettivi).

Capoverso 4: il risanamento totale del sistema di riscaldamento e dell'impianto per l'acqua calda rappresenta un'opera di rinnovo essenziale della sostanza dell'edificio, che si rende necessario circa ogni 50 anni. Nel quadro di questo rinnovo generale dell'impiantistica, il CISR può essere realizzato a parità di oneri rispetto ai nuovi edifici, poiché l'installazione degli apparecchi può essere sempre combinata con altri interventi decisamente più invasivi nelle abitazioni. Per non ostacolare i risanamenti energetici di singoli edifici in una rete di teleriscaldamento, ai proprietari interessati deve essere data la possibilità di richiedere conteggi basati su misurazioni di gruppo per singolo edificio. Qualora anche dopo un risanamento energetico i costi di riscaldamento fossero ripartiti con la medesima chiave fissa di prima (ad esempio in base alla superficie riscaldata), i proprietari interessati dovrebbero da un lato sostenere i costi delle opere, ma dall'altro condividere i benefici, sotto forma di minori costi di consumo dell'energia, con tutti gli altri utenti allacciati alla rete di riscaldamento.

## **Capitolo 4:                   Promozione e garanzie contro i rischi**

### **Sezione 3a:                   Garanzie contro i rischi**

#### **Art. 17a - c**

Conformemente all'articolo 15a LENE, i gestori di rete possono prestare fideiussioni a garanzia dei rischi di impianti per lo sfruttamento della geotermia; ciò vale segnatamente per impianti che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 1 capoversi 3 e 4 LENE e alla produzione supplementare di elettricità a partire da energie rinnovabili.

Tale fideiussione serve a garantire la realizzazione dell'impianto. Gli impianti geotermici per i quali si impone una copertura dei rischi devono soddisfare esigenze minime riguardo al coefficiente di sfruttamento globale. I dettagli in merito nonché riguardo ai costi coperti dalla fideiussione contro i rischi e alla procedura relativa alla concessione di una fideiussione sono disciplinati nell'appendice 1.6.

Le esigenze minime di utilizzazione globale dell'energia previste per gli impianti geotermici per i quali si intende ottenere la remunerazione dell'immissione di energia a copertura dei costi sono disciplinate nell'appendice 1.4.

#### **Abrogazione dell'articolo 26 capoverso 1**

Il nuovo articolo 20 capoverso 3 LENE rende superflua questa disposizione.

**Art. 28b****Disposizione transitoria**

Questa disposizione è finalizzata all'attuazione dell'articolo 28a LEne concernente i produttori indipendenti ai sensi della vigente legge sull'energia (art. 7). Per evitare che si debbano gestire diversi sistemi parallelamente, in particolare per il rimborso dei costi e la traslazione dei costi supplementari, il capoverso 1 sancisce il carattere vincolante delle corrispondenti nuove disposizioni dell'OEn accanto a quelle già precedentemente in vigore. Il capoverso 2 corrisponde all'attuale articolo 5 capoverso 2 OEn. Il capoverso 3 definisce la data di riferimento a far tempo dalla quale i nuovi impianti possono essere riconosciuti tali in base ai sensi dell'articolo 7a capoverso 1 LEne.

## **Appendici**

### **Commento all'appendice 1.1 (Condizioni di raccordo per le piccole centrali idroelettriche)**

#### **Ad 3: Calcolo della remunerazione**

Per il calcolo viene adottato il metodo dell'ammortamento con i tempi definiti al numero 4.2 e un tasso d'interesse del 5 per cento.

Numero 3.2: per determinare la remunerazione di base ci si fonda sulla prestazione equivalente calcolata sulla produzione lorda di elettricità per anno civile e il numero di ore annuali. In tal modo si intende tenere conto del fatto che con una produzione lievemente inferiore i costi fissi risultano proporzionalmente maggiori (ad es. a seguito di fluttuazioni delle risorse idriche disponibili).

Numero 3.3: il proprio uso dell'impianto, ad esempio per l'operatività degli impianti di controllo, idraulici, di illuminazione, di riscaldamento ecc., viene considerato nel calcolo mediante un valore medio definito per tipo di impianto. Esso va a diminuire corrispondentemente il tasso di remunerazione.

Numeri 3.4 e 3.5: il bonus secondo i livelli di pressione tiene conto del fatto che le centrali a bassa pressione, ossia quelle con bassi salti, presentano di regola un prezzo di costo superiore rispetto alle centrali ad alta pressione. Affinché la remunerazione risulti lineare, questo bonus viene corrisposto anche in proporzione all'altezza lorda del salto, analogamente alla remunerazione di base.

Numeri 3.6 e 3.7: Il prezzo di costo delle piccole centrali elettriche (per nuovi impianti e ampliamenti/rinnovi) dipende in misura determinante dall'entità delle opere di sistemazione dei corsi d'acqua (incl. condotte forzate). Questo aspetto viene considerato mediante il bonus per la sistemazione dei corsi d'acqua. Il bonus viene concesso, in forma scalare a seconda della classe di prestazione, se gli investimenti destinati a tale scopo (vale a dire alla sistemazione dei corsi d'acqua, condotte forzate incluse) raggiungono almeno il 30 per cento dell'investimento complessivo. Questo bonus non viene interpolato o calcolato proporzionalmente.

#### **Ad 4: Riduzione annua e durata della remunerazione**

Per le piccole centrali idroelettriche il potenziale tecnico di riduzione dei costi è ampiamente sfruttato. È invece prevedibile che il prezzo di costo tenderà ad aumentare, poiché i siti migliori sono già utilizzati o vengono sfruttati per primi. La degressione è pertanto fissata allo 0 per cento.

#### **Ad 5: Procedura di notifica preliminare e di preavviso**

Non è prevista la possibilità di proroga dei termini. Se una scadenza non può essere rispettata, il progetto viene escluso dal sistema. Secondo il numero 5.1, in un secondo tempo potrà essere nuovamente notificato.

Numero 5.1 lettera g: il conteggio dei costi d'investimento deve contenere non solo i dati dettagliati sull'investimento previsto (in particolare vanno espresse separatamente le opere di sistemazione dei corsi d'acqua incl. condotte forzate), ma anche una stima dei costi per la realizzazione di un nuovo impianto nel sito prescelto.

Numero 5.1 lettera h: in caso di riattivazione, gli impianti disattivati anteriormente al 1° gennaio 2006 vengono considerati nuovi impianti se raggiungono un aumento minimo del 10 per cento della produzione rispetto agli ultimi cinque anni d'esercizio completi.

## **Commento all'appendice 1.2 (Condizioni di raccordo per gli impianti fotovoltaici)**

### **Ad 1: Definizione degli impianti**

Gli impianti fotovoltaici si prestano a una realizzazione molto modulare. La definizione intende impedire che un grande impianto possa essere suddiviso in molti piccoli impianti. Tuttavia, due diversi impianti (ad es. un tetto fotovoltaico e una facciata fotovoltaica) devono indubbiamente poter essere considerati come impianti singoli.

Non sono previsti limiti inferiori riguardo alla potenza degli impianti, poiché la redditività rispetto all'impianto di riferimento è troppo scarsa e scoraggerebbe quindi decisamente la loro realizzazione.

### **Ad 2: Categorie**

Secondo una prassi ormai consacrata e per motivi inerenti alla pianificazione del territorio, gli impianti fotovoltaici sono destinati a essere primariamente realizzati in aree già edificate. Con la creazione di una categoria specifica per gli impianti isolati, l'impianto di riferimento può essere configurato in modo tale che solo siti molto ben collegati risultino economicamente sfruttabili. Per favorire la realizzazione degli impianti auspicati, le ipotesi per la definizione delle categorie sono state scelte in modo tale che anche costosi impianti integrati, con le loro previste maggiori potenze eccetera, possano risultare economicamente interessanti. In tal modo si è inteso consentire anche alla categoria prioritaria degli impianti integrati di sfruttare a più lungo termine il proprio potenziale di ottimizzazione. Elemento centrale degli impianti integrati è la loro duplice funzione: da un lato la produzione di elettricità e dall'altro la funzione protettiva (intemperie, rumori, sicurezza).

### **Ad 3: Calcolo della remunerazione**

Per il calcolo viene adottato il metodo dell'ammortamento con i tempi definiti al numero 4.2 e un tasso d'interesse del 5 per cento.

### **Ad 4: Riduzione annua e durata della remunerazione**

Diversi studi testimoniano che una riduzione annua del 5 per cento dei prezzi di costo è da ritenersi realistica. Talune ricerche recenti postulano perfino una degressione più marcata per il futuro, partendo tuttavia da un livello di prezzi più elevato. Considerando un cambio dell'alternatore a metà ciclo, un periodo di esercizio e quindi di ammortamento di 20 anni, appare senz'altro realistico; in effetti, oggi numerosi impianti di questa età funzionano ancora a pieno regime.

## **Commento all'appendice 1.3 (Condizioni di raccordo per l'energia eolica)**

L'ammontare della remunerazione per l'immissione di energia viene definito in funzione del modello del reddito di riferimento e si basa sul sito di riferimento svizzero (v. più avanti).

Per il calcolo viene adottato il metodo dell'ammortamento con i tempi definiti al numero 4.2 e un tasso d'interesse del 5 per cento.

**Il sito di riferimento in Svizzera** presenta le seguenti caratteristiche:

1. velocità media del vento = 4.5m/sec a 50 metri di altezza dal suolo
2. profilo altimetrico logaritmico
3. distribuzione di Weibull con  $k=2$
4. rugosità =0.1m

### **Calcolo della remunerazione per l'immissione di energia**

1. Calcolo del reddito di riferimento sulla base della curva di prestazione e dell'altezza del mozzo dell'impianto eolico prescelto nonché delle caratteristiche dell'ubicazione di riferimento svizzera; per tale calcolo l'UFE emanerà una specifica direttiva.
2. Nei primi cinque anni dalla messa in esercizio la remunerazione ammonta a 23 centesimi/kWh.
3. Dopo cinque anni dalla messa in esercizio viene determinato il reddito effettivo. Il reddito effettivo risulta dalla media aritmetica dell'elettricità prodotta nei primi cinque anni dalla messa in esercizio.
4. In caso di reddito effettivo  $\geq$  al 150 per cento del reddito di riferimento, la remunerazione per l'immissione di energia viene subito ridotta a 12 centesimi/kWh fino alla fine del periodo di remunerazione.
5. In caso di reddito effettivo  $<$  al 150 per cento del reddito di riferimento, il pagamento della remunerazione di 23 centesimi/kWh viene prolungato di due mesi per ogni 75 millesimi di differenza tra il reddito effettivo e il reddito di riferimento. In seguito la remunerazione è ridotta a 15 centesimi/kWh fino alla fine del periodo di remunerazione.

### **Esempi di calcolo**

L'impianto 1 consegue dopo cinque anni un reddito effettivo superiore al 150 per cento del reddito di riferimento. Il gestore ha ricevuto per cinque anni 23 centesimi/kWh e riceverà 15 centesimi/kWh per i restanti 15 anni della durata della remunerazione. La remunerazione media per l'intero periodo ammonta a:  $5/20 \times 23 + 15/20 \times 15 = 17$  centesimi/kWh.

L'impianto 2 consegue dopo cinque anni un reddito effettivo pari al 100 per cento del reddito di riferimento. Il gestore riceve per altri  $50/0.75 \times 2 = 133$  mesi la remunerazione di 23 centesimi/kWh. La remunerazione media per l'intero periodo ammonta a:  $193/240 \times 23 + 47/240 \times 15 = 21,43$  centesimi/kWh.

L'impianto 3 consegue dopo cinque anni un reddito effettivo pari all'80 per cento del reddito di riferimento. Il gestore riceve per l'intero periodo residuo di 180 mesi la remunerazione di 23 centesimi/kWh. La remunerazione media per l'intero periodo ammonta a: 23 centesimi/kWh.

### **Bonus per impianti di potenza ridotta**

Tutti gli impianti a energia eolica ricevono un bonus sulla remunerazione per l'immissione di energia sopra descritta. Tale bonus ammonta a 6 centesimi/kWh per impianti con una potenza nominale fino a 500 kW compresi. Gli impianti con potenza nominale P superiore a 500 kW ricevono un bonus ridotto del fattore  $500/P$  [kW]. In tal modo si intende compensare il maggiore prezzo di costo di impianti di ridotta potenza.

Esempi di calcolo

L'impianto 1, con una potenza nominale di 330 kW, riceve interamente il bonus di 6 centesimi/kWh.

L'impianto 2, con una potenza nominale di 850 kW, riceve un bonus ridotto di  $500/850 \times 6 = 3,53$  centesimi/kWh.

L'impianto 3, con una potenza nominale di 2'000 kW, riceve un bonus ridotto di  $500/2000 \times 6 = 1,5$  centesimi/kWh.

### **Bonus per impianti ad alta quota**

Gli impianti eolici situati a un'altitudine superiore ai 1'700 metri sul livello del mare ricevono un bonus di 2 centesimi/kWh sulla remunerazione per l'immissione di energia sopra descritta. In tal modo si intende compensare il maggiore prezzo di costo per gli impianti realizzati ad alta quota a seguito dei minori redditi imputabili alla formazione di ghiaccio e alla minore densità dell'aria.

I bonus per impianti di ridotta potenza e per impianti ad alta quota sono cumulabili.

## **Commento all'appendice 1.4 (Condizioni di raccordo per gli impianti geotermici)**

L'articolo 7a capoverso 2 LEne prevede che gli impianti di riferimento determinanti ai fini della remunerazione vengano correntemente definiti in funzione della tecnologia più efficiente. Ne consegue che gli impianti geotermici devono soddisfare le **esigenze minime** relative al coefficiente di sfruttamento energetico previste dall'appendice 1.4.

Il coefficiente di sfruttamento globale si riferisce all'energia disponibile annualmente sulla sommità del foro di sonda. Il coefficiente di sfruttamento energetico per un impianto geotermico deve situarsi sulla linea rossa nel grafico o al di sopra di essa.

Per il calcolo della remunerazione viene adottato il metodo dell'ammortamento con i tempi definiti al numero 3,2 e un tasso d'interesse del 5 per cento.

**Periodo di ammortamento** Per i singoli componenti dell'impianto sono previsti i seguenti tempi di ammortamento:

- perforazioni, incluse tubazioni e cementazione: 30 anni
- impianto di conversione dell'energia: 15 anni
- Impianto termoidraulico :25 anni
- pompe di estrazione e iniezione: cinque anni.

Ne risulta per l'impianto nel suo complesso un periodo di ammortamento medio di 20 anni.

## Commento all'appendice 1.5 (Condizioni di raccordo per gli impianti a biomassa)

### Condizioni di raccordo per impianti di incenerimento dei rifiuti

#### Quota di energia rinnovabile

Il 50 per cento dell'energia prodotta viene computato come energia rinnovabile. I rilevamenti sulla composizione di rifiuti urbani hanno indicato che il 50 per cento del contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili.

#### Calcolo della remunerazione

Per il calcolo viene adottato il metodo dell'ammortamento con i tempi definiti al numero 3.2 e un tasso d'interesse del 5 per cento.

Poiché solo il 50 per cento dell'energia viene considerato energia rinnovabile, la remunerazione a copertura dei costi viene di riflesso accordata soltanto per la metà dell'energia prodotta. La rimanente quantità di energia deve essere venduta al prezzo di mercato.

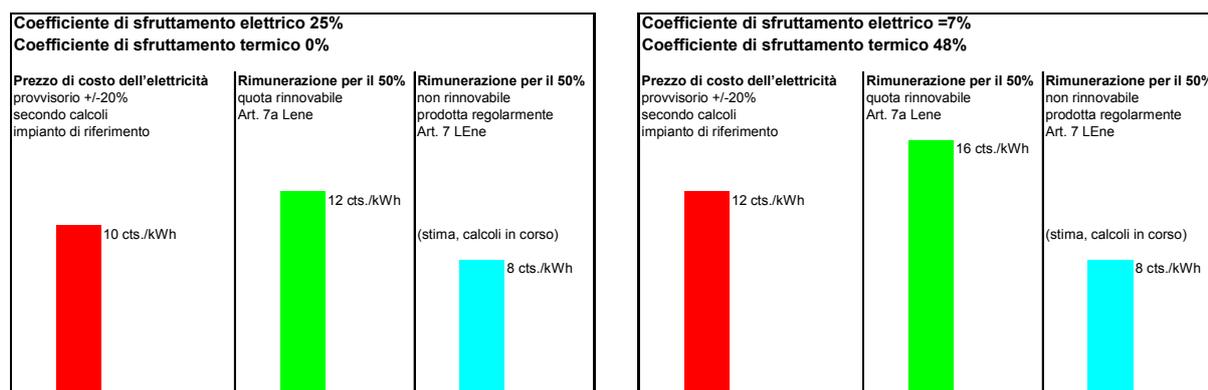
La remunerazione è calcolata applicando la formula seguente:

rimunerazione = prezzo di costo dell'elettricità + (prezzo di costo dell'elettricità – prezzo di mercato)

Il prezzo di costo e tutte le relative basi di calcolo sono contenuti nel rapporto dell'UFE "Berechnung der Referenzanlagen KVA für die kostendeckende Einspeisevergütung" (non tradotto in italiano).

La remunerazione viene fissata ogni anno sulla base dei valori medi dell'anno precedente.

#### Esempi di calcolo della remunerazione



## Esigenze relative al coefficiente di sfruttamento globale

Per accedere al beneficio della remunerazione, gli impianti devono raggiungere un coefficiente minimo di sfruttamento energetico globale. Sono possibili tutte le quote proporzionali di elettricità e calore che si situano al di sopra delle rette tra un puro impianto termico con un coefficiente di sfruttamento del 65 per cento e un puro impianto elettrico con un coefficiente di sfruttamento del 25 per cento. In tal modo si è inteso tenere conto delle diverse ubicazioni degli impianti e quindi soprattutto delle diverse possibilità di smercio del calore.

## Condizioni di raccordo per forni di incenerimento di fanghi

Per raggiungere lo stato di disidratazione necessario per l'incenerimento, i fanghi necessitano di un combustibile aggiuntivo che coadiuvi il processo di evaporazione dell'acqua; in alternativa essi devono essere precedentemente sottoposti a essiccazione.

### Esigenze relative ai fanghi

Si possono impiegare soltanto fanghi disidratati o fanghi essiccati mediante energie rinnovabili; in caso contrario non sussiste il diritto alla remunerazione per l'immissione di energia a copertura dei costi.

### Esigenze energetiche

Valgono gli stessi requisiti previsti per gli impianti di incenerimento di rifiuti.

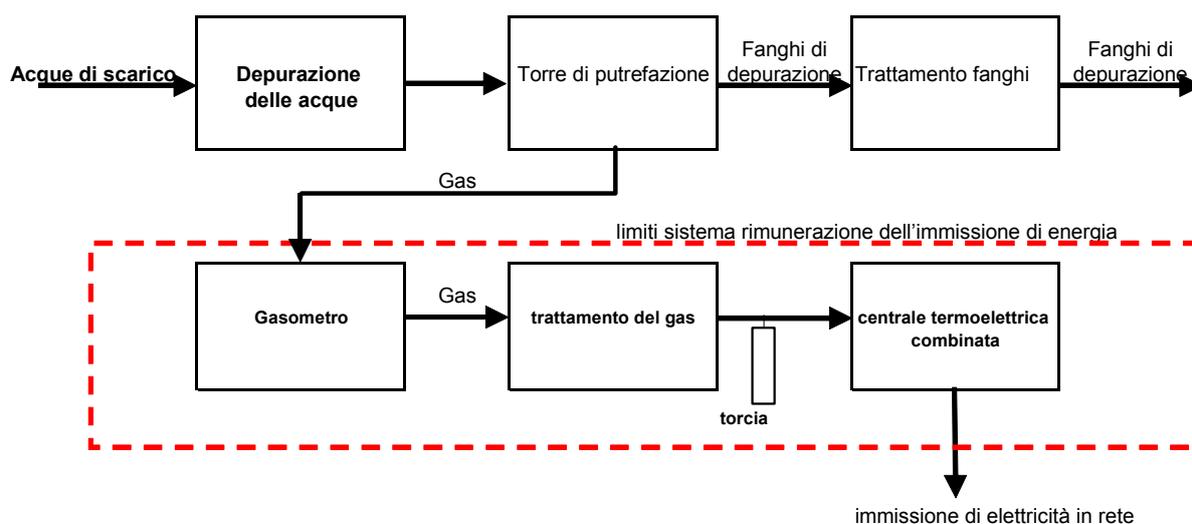
### Rimunerazione

Valgono gli stessi prezzi di costo dell'elettricità previsti per gli impianti di incenerimento di rifiuti.

## Condizioni di raccordo per impianti a gas di depurazione e a gas di discarica

### 1. Impianti a gas di depurazione

Impianto di riferimento: limiti di sistema



### **Esigenze energetiche**

In regime normale, il riscaldamento della torre di putrefazione deve effettuarsi mediante calore di recupero. Lo sfruttamento di calore esterno non entra in considerazione poiché gli impianti sono generalmente situati al di fuori dei centri abitati.

La centrale termoelettrica deve avere un coefficiente minimo di efficienza elettrica del 37 per cento. I valori devono essere raggiunti conformemente alle indicazioni del costruttore relative ai gas di depurazione nonché nel rispetto dei valori limite previsti dalla OIAI.

### **Prezzo di costo dell'elettricità**

Il prezzo di costo e tutte le relative basi di calcolo sono contenuti nel rapporto dell'UFE "*Berechnung der Referenzanlagen ARA für die kostendeckende Einspeisevergütung*" (non tradotto in italiano)..

La remunerazione viene definita in funzione delle dimensioni dell'impianto (valori abitanti). In tal modo non occorre adeguare retroattivamente la tariffa e, inoltre, viene creato un incentivo a produrre la massima quantità di energia con la biomassa esistente.

## **2. Impianti a gas di discarica**

Il gas generato dalle discariche deve essere in ogni caso raccolto e bruciato. Se i volumi di gas sono sufficientemente elevati risulta conveniente sfruttarli mediante una centrale termoelettrica combinata per la produzione di elettricità. In gran parte dei casi, nei pressi delle discariche non sono presenti consumatori di calore idonei e per questo la normativa non pone esigenze in termini di sfruttamento del calore.

La determinazione del prezzo di costo dell'elettricità è basata sugli stessi impianti adottati per il gas di depurazione, escludendo tuttavia i costi del gasometro. Valgono peraltro anche gli stessi requisiti minimi previsti per il coefficiente di sfruttamento elettrico della centrale termoelettrica combinata.

## **Condizioni di raccordo per altri impianti a biomassa**

### **Ad 1.2: Piante energetiche**

Nelle piante energetiche non rientra ad esempio l'erba falciata di superfici di compensazione ecologica, poiché lo scopo primario di questa coltura è appunto la compensazione ecologica. Determinante per la valutazione è il beneficio economico di una coltura.

### **Ad 2.4: Definizione degli impianti**

In genere, negli impianti bioenergetici si sviluppa un processo a più stadi. Nel primo stadio di conversione, la biomassa primaria viene ad esempio trasformata in un prodotto intermedio mediante fermentazione, gassificazione o combustione. I prodotti intermedi ottenuti rappresentano vettori di energia secondaria e possono essere: biogas da fermentazione anaerobica, bioetanolo da fermentazione alcolica, gas ricavato dalla gassificazione del legno, olio da pirolisi o vapore da combustione. Per la produzione di elettricità, in un secondo stadio di conversione i prodotti intermedi – ovvero i vettori di energia secondaria – vengono trasformati in energia elettrica e calore mediante impianti ad abbinamento forza-calore. Ciò può avvenire attraverso processi di evaporazione convenzionali, il ciclo termodinamico di Rankine, motori a vapore ecc. oppure anche per mezzo di impianti ad abbinamento forza-calore come ad esempio centrali termoelettriche combinate con motori di combustione, (micro)turbine a gas, cellule a combustibile e motori Stirling.

### **Ad 6.1: Nuovi impianti**

Per quanto attiene alle esigenze minime per la produzione supplementare è fatta distinzione tra a. processi di evaporazione e b. altri impianti ad abbinamento forza-calore. Si è anche voluto tener conto del fatto che per i processi di evaporazione il coefficiente elettrico può essere variabile. Pertanto la normativa prevede un coefficiente di sfruttamento termico costante e un incremento del 25 per cento del coefficiente di sfruttamento elettrico. Per gli altri impianti ad abbinamento forza-calore è invece richiesto un aumento minimo del 30 per cento della produzione di elettricità. In quest'ambito devono essere peraltro rispettate anche le esigenze minime relative allo sfruttamento esterno del calore.

### **Ad 6.2: Esigenze minime generali**

Per principio, gli impianti devono soddisfare tutte le vigenti prescrizioni di legge. Diversamente che per altre categorie di impianti a biomassa, in questo caso viene definita la biomassa ammessa e non ammessa. Ai sensi della lettera b, sono esclusi i combustibili fossili nonché i relativi prodotti secondari e sottoprodotti. Pertanto, al beneficio della remunerazione per immissione di energia non possono accedere nemmeno gli impianti ibridi, ad esempio le centrali termiche alimentate con vettori energetici fossili a combustione di biomassa. Lo stesso vale per impianti con combustione iniziale e di alimentazione che a tale scopo non utilizzano esclusivamente biomassa.

I prodotti intermedi, ovvero i vettori di energia secondaria ricavati dalla biomassa, devono presentare, analogamente a quanto previsto dall'articolo 35 capoverso 2 dell'ordinanza sull'imposizione degli oli minerali (RS 641.611), solo una quota molto esigua di vettori energetici estratti da fonti non rinnovabili e solo a condizione che essi siano indispensabili per la loro fabbricazione.

### **Ad 6.3: Esigenze energetiche minime**

I requisiti minimi devono sempre essere soddisfatti. In caso di divergenze per difetto superiori al 20 per cento, il diritto alla remunerazione a copertura dei costi decade con effetto immediato. Per divergenze inferiori al 20 per cento, il diritto alla remunerazione a copertura dei costi viene accordato ancora per l'anno successivo, trascorso il quale, tuttavia, il diritto si estingue in caso di mancato adeguamento ai requisiti minimi. La conformità con le esigenze minime viene verificata alla fine dell'anno civile.

Nella normativa è fatta distinzione tra due tipi di impianti ad abbinamento forza-calore: quelli a processo di evaporazione e gli altri. Poiché nel caso dei processi di evaporazione il coefficiente elettrico (rapporto tra produzione di elettricità e produzione di calore) può variare a seconda dello scorporo di calore, per questa tipologia di impianti vengono fissate esigenze minime in termini di coefficiente di sfruttamento annuo. Per tutti gli altri impianti ad abbinamento forza-calore valgono le esigenze minime previste per l'indice di efficienza elettrica e per la quota di calore utilizzata esternamente all'impianto. L'impiego parsimonioso e razionale dell'energia menzionato dall'articolo 3 capoverso 2 LEne sottintende che non sono ammessi impieghi "fittizi" di calore.

Per gli altri impianti ad abbinamento forza-calore è fatta distinzione tra impianti che riciclano in prevalenza rifiuti, sostanze residue, concime aziendale e resti del raccolto di origine biogena, e quelli alimentati principalmente con piante energetiche. Per questi ultimi, nell'ottica di una gestione economica delle risorse, sono previste esigenze riguardo alla quota di calore utilizzato esternamente.

### **Ad 6.4: Esigenze ecologiche minime**

In una prima fase la normativa prevede l'autodisciplina dei produttori e rispettivamente controlli specifici settoriali della qualità. Se dovessero verificarsi sviluppi avversi al principio della sostenibilità, l'UFE emanerà nel quadro di una direttiva – analogamente a quanto avvenuto per la normativa

sull'imposizione degli oli minerali – le esigenze minime relative al bilancio ecologico generale, segnatamente per quanto attiene alle piante energetiche.

### **Ad 6.5: Calcolo della remunerazione**

Per il calcolo viene adottato il metodo dell'ammortamento con i tempi definiti al numero 6.6b e un tasso d'interesse del 5 per cento.

Lettera a: base per la determinazione della remunerazione di base è la prestazione equivalente calcolata sulla base della produzione lorda di elettricità per anno civile e il numero di ore annuali. In tal modo si intende tenere conto del fatto che i costi fissi risultano proporzionalmente maggiori con una produzione leggermente inferiore (ad es. a seguito di fluttuazioni del contenuto energetico di gas poveri).

Lettera b: il proprio uso dell'impianto – ad esempio per l'operatività di pompe e agitatori nonché di impianti convogliatori, di ventilazione, di controllo, di illuminazione, di riscaldamento o di pre-essiccazione del combustibile eccetera – viene considerato nel calcolo mediante un valore medio definito per tipo di impianto. Esso va a diminuire corrispondentemente il tasso di remunerazione.

Lettera e: del bonus possono beneficiare solo i materiali elencati alla lettera e, ma non la legna naturale da prima o seconda trasformazione (ad esempio da lavorazione in propria segheria o falegnameria).

Lettera g: la biomassa agricola può provenire anche da altre aziende agricole, ad esempio da imprese o consorzi operanti nelle vicinanze. In questo ambito devono tuttavia essere osservate le regolamentazioni in ordine alle distanze massime percorse. Le altre biomasse provenienti da attività agricola (ad esempio i residui di cibo) vengono considerate biomasse agricole, purché tuttavia non vengano prelevate da imprese industriali. La quota di biomassa e piante energetiche non agricole non può superare complessivamente il 20 per cento (rispetto alla massa fresca) del volume totale di substrati impiegati dall'impianto energetico. La quota di piante energetiche non può tuttavia superare il 10 per cento della quantità totale.

Lettera j: la disposizione intende creare un incentivo a superare le esigenze minime previste per gli altri impianti ad abbinamento forza-calore. Tali esigenze devono essere superate almeno del 10 per cento rispetto alla produzione lorda di calore.

### **Ad 6.6: Riduzione annua e durata della remunerazione**

Per gli impianti a biomassa, il potenziale tecnico di riduzione dei costi sul piano degli specifici costi di investimento non appare ancora interamente sfruttato. Non è tuttavia prevista alcuna degressione, poiché con il crescente numero di impianti si prospetta una lievitazione dei costi di substrati e combustibili, che andrà a compensare interamente o perfino anche in eccesso i benefici del know-how acquisito.

### **Ad 6.7: Procedura di notifica preliminare e di preavviso**

Numero 1: la notifica preliminare deve fornire in particolare chiare indicazioni sulle possibilità di utilizzo esterno del calore. Non è prevista la possibilità di proroga dei termini. Se una scadenza non può

essere rispettata, il progetto viene escluso dal sistema. Ai sensi del numero 5.1, in un secondo tempo potrà essere nuovamente notificato.

Numero 1, lett. h: indice di efficienza elettrica e termica, determinato sulla base della composizione tipica del gas (ad esempio biogas da appositi impianti agricoli oppure gas ricavato da gassificazione del legno).

## **Commento all'appendice 1.6 (Garanzia contro i rischi per gli impianti geotermici )**

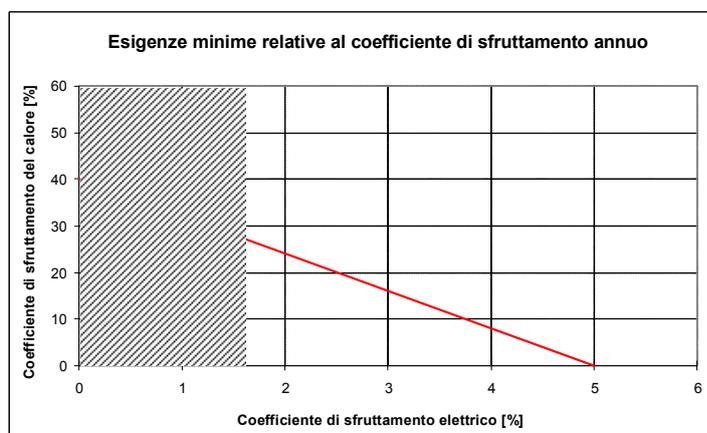
### **Obiettivi**

La realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica a partire da energia geotermica cela rischi geologici (ritrovamento, resa, temperatura e chimica del fluido). La garanzia contro i rischi per impianti geotermici ha l'obiettivo di:

- incentivare la realizzazione di impianti geotermici per la produzione di elettricità;
- assicurare un uso energetico adattato dell'impianto geotermico in caso di insuccesso o successo parziale.

### **Esigenze minime**

L'articolo 15a capoverso 1 LEna abbinava la garanzia contro i rischi per impianti geotermici agli obiettivi di produzione di elettricità ai sensi dell'articolo 1 LEna. Per questo motivo, oltre alle esigenze minime previste per l'immissione di energia sul piano della "tecnologia più efficiente", la normativa fissa anche uno standard minimo per quanto attiene al coefficiente di sfruttamento elettrico dell'impianto: a beneficio della garanzia possono infatti accedere solo impianti che presentano nella media annuale un coefficiente minimo di sfruttamento elettrico dell'1,5 per cento. L'indice di sfruttamento globale e il coefficiente di sfruttamento elettrico si riferiscono all'energia disponibile annualmente sulla sommità del foro di sonda.



## **Costi garantiti**

La copertura dei rischi è prevista solo per le parti del progetto esposte a rischi geologici, segnatamente i lavori di perforazione e sondaggio nonché le opere e i componenti dell'impianto a essi direttamente connesse. I lavori e i componenti computabili sono elencati nell'appendice 1.6. La garanzia copre una quota massima del 50 per cento dei costi di queste parti e componenti del progetto.

## **Procedura**

La procedura si orienta al modus operandi adottato negli anni 1987-1998 per la garanzia contro i rischi varata dalla Confederazione per le perforazioni geotermiche. Sono chiamati a parteciparvi molteplici attori:

1. Promotore del progetto: inoltra la domanda per l'ottenimento della garanzia contro i rischi; se viene accordata, stipula un contratto con la società di rete e svolge in seguito i lavori previsti dal progetto.
2. Ufficio federale dell'energia (UFE): dispone la creazione di un gruppo di esperti.
3. Gruppo di esperti: valuta la domanda inoltrata, accompagna i lavori di progetto e ne valuta i risultati; presenta raccomandazioni alla società nazionale di rete.
4. Società nazionale di rete: prende in esame le domande di garanzia inoltrate; stipula su raccomandazione degli esperti un contratto con il promotore del progetto per la copertura dei rischi; la società di rete è tenuta a rendere conto all'UFE.

## **Gruppo di esperti**

È formato da tre – cinque esperti indipendenti dal progetto e designati dall'UFE. Un membro del gruppo viene nominato accompagnatore del progetto.

## **Commento all'appendice 2.3 [Esigenze per la commercializzazione di lampade domestiche elettriche con raccordo alla rete (fonti di luce)]**

In Svizzera, la produzione di luce artificiale assorbe oggi circa il 14 per cento dell'energia elettrica. Il rendimento e rispettivamente l'efficienza energetica delle singole lampade sono molto differenti. La gamma di efficienza si presenta decisamente più ampia rispetto a quella di altri apparecchi domestici.

Il Consiglio federale ha già deliberato, a partire dall'anno 2002, la dichiarazione obbligatoria del consumo energetico delle lampade domestiche mediante l'etichettaEnergia, disposizione grazie alla quale i consumatori hanno la possibilità di informarsi in proposito prima dell'acquisto.

Da un lato, l'attenzione della politica, dei media e dell'opinione pubblica per il tema del consumo e dell'efficienza energetici ha condotto a un leggero aumento della vendita di lampade ad alto rendimento; dall'altro, l'inasprimento della concorrenza sui prezzi ha favorito una crescente offerta sul mercato di lampade a incandescenza delle fasce più basse di costo e purtroppo anche di efficienza. I consumatori sono spesso ignari del fatto che, dopo l'acquisto del prodotto, dovranno pagare un multiplo del suo prezzo per il consumo di energia elettrica.

Al fine di proteggere il mercato svizzero dall'afflusso di lampade di pessima qualità si è deciso di introdurre uno standard minimo, che corrisponde alla classe di efficienza energetica E dell'etichettaEnergia. La tecnologia a incandescenza può così ancora "sopravvivere". Diversi Stati hanno già introdotto standard minimi molto più rigorosi. In quest'ottica, la piccola limitazione al commercio appare ancora più giustificata.