

Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI)

del 14 marzo 2008 (Stato 1° luglio 2024)

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 Le disposizioni della LAEI, alla base di un approvvigionamento di energia elettrica sicuro, si applicano anche la rete di trasporto delle ferrovie svizzere, gestita con una frequenza di 16,7 Hz e un livello di tensione di 132 kV. Si applicano in particolare gli articoli 4 capoverso 1 lettere a e b, 8, 9 e 11 LAEI, ma non l'articolo 8a.²

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 dell'articolo 4 capoverso 1 lettera b LAEI e della presente ordinanza. Un convertitore di frequenza all'interno di una centrale a 50 Hz non è considerato consumatore finale per la quota di energia elettrica che la centrale a 50 Hz:

- a. produce e contemporaneamente immette nella rete a 16,7 Hz in un'unità economica localizzata;
- b. preleva per il fabbisogno proprio e per azionare le pompe (art. 4 cpv. 1 lett. b secondo periodo LAEI).³

^{3bis} I punti di immissione e di prelievo della rete di trasporto gestita con una frequenza di 16,7 Hz e un livello di tensione di 132 kV, collegati con la rete di trasporto a 50 Hz, sono considerati singolo punto di immissione o di prelievo.⁴

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.

RU 2008 1223

¹ RS 734.7

² Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 31 mag. 2024, in vigore dal 1° lug. 2024 (RU 2024 282).

³ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU 2013 559).

⁴ Introdotto dal n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU 2013 559).

Art. 2 Definizioni

¹ Nella presente ordinanza si intende per:

- a. *piano previsionale*⁵: serie temporale, pattuita in livelli medi di potenza, relativa alla fornitura e all'acquisto di energia elettrica durante un determinato periodo di tempo;
- b.⁶ ...
- 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 piano previsionale, la gestione dei dati di misurazione e la gestione del pareggio di bilancio;
- e.⁷ ...
- f. *consumatori finali con servizio universale*: consumatori fissi finali e consumatori finali che rinunciano all'accesso alla rete (art. 6 cpv. 1 LAEL).

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.⁸ i quadri di comando prima dei trasformatori nel passaggio a un altro livello di tensione o a una centrale elettrica, eccetto i quadri di comando nel passaggio a una centrale nucleare, se rilevanti per l'esercizio sicuro di questa centrale nucleare.

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

⁵ Nuovo termine giusta il n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109). Di detta mod. è tenuto conto in tutto il presente testo.

⁶ Abrogata dal n. I dell'O dell'11 nov. 2015, con effetto dal 1° gen. 2016 (RU 2015 4789).

⁷ Abrogata dal n. I dell'O dell'11 nov. 2015, con effetto dal 1° gen. 2016 (RU 2015 4789).

⁸ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU 2019 1381).

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.

^{2bis} Se un gestore di rete deve cambiare l'allacciamento per ragioni inerenti al consumo proprio o a un raggruppamento ai fini del consumo proprio, i rimanenti costi del capitale degli impianti di allacciamento che non vengono più utilizzati o che lo sono solo parzialmente gli sono indennizzati proporzionalmente dai consumatori in regime di consumo proprio o dai proprietari dei fondi del raggruppamento.⁹

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. 4¹⁰ Fornitura di elettricità ai consumatori finali con servizio universale

¹ La quota tariffaria per la fornitura di energia ai 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.

² Se fornisce ai consumatori finali con servizio universale elettricità indigena generata da energie rinnovabili ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5^{bis} LAEL, il gestore della rete di distribuzione può computare al massimo i costi di produzione dei singoli impianti di produzione nella quota tariffaria per la fornitura di energia. Tali costi non devono superare i costi di una produzione efficiente e devono essere dedotte eventuali misure di sostegno. Se l'elettricità non proviene da impianti di produzione propri, la deduzione è determinata secondo l'articolo 4a.

³ Se acquista l'elettricità per le forniture di cui all'articolo 6 capoverso 5^{bis} LAEL da impianti di produzione con una potenza massima di 3 MW oppure con una produzione annua massima, al netto di un eventuale consumo proprio, di 5000 MWh, il gestore della rete di distribuzione, derogando al principio dei costi di produzione (cpv. 2), computa i costi di acquisto, inclusi i costi per le garanzie di origine, e ciò fino a un importo massimo pari al rispettivo tasso di remunerazione determinante di cui agli allegati 1.1–1.5 dell'ordinanza del 1° novembre 2017¹¹ sulla promozione dell'energia (OPEn). Si applicano per:

- a. gli impianti messi in servizio prima del 1° gennaio 2013: i tassi di remunerazione validi a partire dal 1° gennaio 2013;
- b. gli impianti fotovoltaici con una potenza inferiore ai 100 kW: i tassi di remunerazione secondo l'appendice 1.2 dell'ordinanza del 7 dicembre 1998 sull'energia nella versione vigente il 1° gennaio 2017^{12,13}

⁹ Introdotto dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109).

¹⁰ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 al 31 dic. 2030 (RU 2019 1381; 2022 722).

¹¹ RS 730.03

¹² RU 1999 207, 2016 4617

¹³ Nuovo testo giusta il n. III dell'O del 23 ott. 2019, in vigore dal 1° gen. 2020 (RU 2019 3479).

⁴ Se fornisce elettricità ai consumatori finali con servizio universale ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5^{bis} LAEl, per l'etichettatura dell'elettricità il gestore della rete di distribuzione utilizza le garanzie di origine rilasciate per questa elettricità.

⁵ Non sono computabili ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5^{bis} LAEl i costi dell'elettricità proveniente da impianti di produzione che sono compresi nel sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità, che ottengono un finanziamento dei costi supplementari oppure che beneficiano di misure di sostegno cantonali o comunali paragonabili.

Art. 4a¹⁴ Deduzione delle misure di sostegno nel computo dei costi d'acquisto nella quota tariffaria per la fornitura di energia

¹ Se l'elettricità fornita ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5^{bis} LAEl non proviene dai suoi impianti di produzione, il gestore della rete di distribuzione, nel determinare i costi massimi computabili, considera le remunerazioni uniche o i contributi d'investimento come segue:

- a. remunerazioni uniche per gli impianti fotovoltaici:
 1. se la remunerazione unica è stata determinata in via definitiva prima dell'acquisto, il relativo importo viene dedotto,
 2. se la remunerazione unica non è ancora stata determinata in via definitiva, la deduzione è effettuata non appena il progetto è incluso nella lista d'attesa; l'ammontare della deduzione è determinato secondo gli articoli 7 e 38 OPE¹⁵,
 - 3.¹⁶ se vengono computati i costi di acquisto (art. 4 cpv. 3), indipendentemente dal fatto che sia stata accordata o meno una remunerazione unica si deduce:
 - per gli impianti che sono entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2023 e che immettono in rete tutta l'elettricità prodotta: il 40 per cento del tasso di remunerazione determinante,
 - per i restanti impianti: il 20 per cento del tasso di remunerazione determinante;
- b. contributi d'investimento per gli impianti idroelettrici e a biomassa:
 1. se il contributo d'investimento è stato determinato in via definitiva prima dell'acquisto, il relativo importo viene dedotto,
 2. nei restanti casi è effettuata una deduzione corrispondente all'importo massimo stabilito mediante decisione a partire dalla concessione della garanzia di principio (art. 54 lett. b e 75 lett. b OPEⁿ).

² Se una remunerazione unica o un contributo d'investimento sono determinati a posteriori e il loro importo diverge dall'importo dedotto secondo il capoverso 1, la de-

¹⁴ Introdotta dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 al 31 dic. 2030 (RU **2019** 1381; **2022** 772).

¹⁵ RS **730.03**

¹⁶ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 23 nov. 2022, in vigore dal 1° gen. 2023 al 31 dic. 2030 (RU **2022** 772).

duzione può essere adeguata di conseguenza con effetto dal momento di tale determinazione. Ciò non vale se deve essere operata una deduzione forfettaria secondo il capoverso 1 lettera a numero 3.

³ Altre misure di sostegno paragonabili, comprese le misure di sostegno cantonali o comunali, sono considerate per analogia.

Art. 4b¹⁷ Comunicazione delle modifiche delle tariffe dell'energia elettrica

¹ 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.

² Il gestore della rete di distribuzione è tenuto a notificare alla ElCom al più tardi entro il 31 agosto gli aumenti delle tariffe dell'energia elettrica con la motivazione comunicata ai consumatori finali.

Art. 4c¹⁸ Obbligo della prova e obbligo di notifica in relazione alla fornitura di elettricità ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5^{bis} LAEI

¹ Su richiesta della ElCom il gestore della rete di distribuzione prova che nella fornitura di elettricità ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5^{bis} LAEI, per ogni impianto di produzione, sia proprio che di terzi, nella quota tariffaria per la fornitura di energia sono stati computati al massimo i costi di cui all'articolo 4 capoverso 2 o 3.

² Se l'elettricità fornita non proviene dai suoi impianti di produzione, il gestore della rete di distribuzione, per la verifica della plausibilità, notifica annualmente alla ElCom, per ogni tecnologia di produzione, la quantità fornita e il prezzo medio computato nella tariffa. Per i grandi impianti idroelettrici con una potenza superiore a 10 MW, esso notifica questi dati singolarmente per ogni impianto di produzione.

Art. 4d¹⁹ Differenze di copertura nel servizio universale

¹ Se la somma del corrispettivo che il gestore della rete di distribuzione ha riscosso per il servizio universale nel corso di un anno tariffario non corrisponde ai costi energetici computabili (differenza di copertura), il gestore della rete di distribuzione deve compensare tale differenza entro i tre anni tariffari successivi. In caso di copertura insufficiente, può rinunciare alla compensazione.

² In casi giustificati, la ElCom può estendere il periodo entro il quale compensare una differenza di copertura.

³ Il tasso di interesse che il gestore della rete di distribuzione deve applicare al consumatore finale corrisponde:

¹⁷ Introdotto dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 al 31 dic. 2030 (RU 2019 1381; 2022 772).

¹⁸ Introdotto dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 al 31 dic. 2030 (RU 2019 1381; 2022 772).

¹⁹ Introdotto dal n. I dell'O del 23 nov. 2022, in vigore dal 1° gen. 2023 al 31 dic. 2030 (RU 2022 772).

- a. in caso di copertura insufficiente: al massimo al costo del capitale di terzi conformemente all'allegato 1;
- b. in caso di copertura in eccesso: almeno al costo del capitale di terzi conformemente all'allegato 1.

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, oltre che delle direttive vincolanti:

- a. di regolamenti, norme e raccomandazioni di organizzazioni specializzate riconosciute, in particolare della «European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)»;
- b. delle raccomandazioni dell'Ispettorato federale della sicurezza nucleare.²⁰

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 disposizioni tecniche e amministrative, norme e raccomandazioni internazionali di organizzazioni specializzate riconosciute.²¹

Art. 5a²² Protezione dai ciberattacchi

¹ Per garantire una protezione adeguata degli impianti dai ciberattacchi, proteggendo in particolare le tecnologie dell'informazione e della comunicazione (TIC), le raccomandazioni contenute nello Standard minimo per migliorare la resilienza delle TIC

²⁰ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU 2013 559).

²¹ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU 2013 559).

²² Introdotta dal n. I dell'O del 31 mag. 2024, in vigore dal 1° lug. 2024 (RU 2024 282).

(Standard minimo TIC) del maggio 2023²³ sono vincolanti conformemente al rispettivo livello di protezione di cui all'allegato 1 per:

- a. i gestori di rete;
- b. i produttori, esclusi i gestori di centrali nucleari, e i gestori di impianti di stoccaggio, sempre che gestiscano impianti con una potenza complessiva di almeno 100 MW che e possano controllarli attraverso un unico sistema;
- c. i fornitori di servizi che possono controllare in modo permanente:
 1. gli impianti dei gestori di rete, oppure
 2. gli impianti di produttori, esclusi i gestori di centrali nucleari, o di gestori di impianti di stoccaggio, sempre che in tal modo abbiano accesso attraverso un unico sistema a una potenza complessiva di almeno 100 MW.

² I regolamenti riconosciuti a livello internazionale citati nello standard minimo TIC non sono vincolanti.

³ Qualora la ElCom lo richieda, deve esserle fornita la prova del raggiungimento del livello di protezione previsto.

Art. 5a^{bis}²⁴ Scenario di riferimento

Dopo la sua approvazione, lo scenario di riferimento (art. 9a LAEL) è riesaminato ed eventualmente aggiornato ogni quattro anni.

Art. 5b²⁵ Principi di pianificazione della rete

I principi di pianificazione della rete descrivono in particolare il metodo da applicare per il dimensionamento delle reti elettriche e i criteri di valutazione.

Art. 5c²⁶ Coordinamento della pianificazione della rete

Le informazioni necessarie per il coordinamento della pianificazione della rete comprendono, in particolare, informazioni sulla rete esistente, sui progetti di rete pianificati e previsioni sulla produzione e sul consumo.

²³ Lo Standard minimo TIC può essere scaricato gratuitamente dal sito Internet dell'Ufficio federale per l'approvvigionamento economico del Paese (www.ufae.admin.ch > Settori > TIC > Standard minimo TIC o può essere richiesta gratuitamente all'indirizzo elettronico: info@bwl.admin.ch).

²⁴ Originario art. 5a. Introdotto dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

²⁵ Introdotto dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

²⁶ Introdotto dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

Art. 6 Informazione della EICom²⁷

¹ I gestori delle reti di distribuzione con tensione nominale pari o inferiore a 36 kV sono esentati dall'obbligo di informare la EICom ai sensi dell'articolo 8 capoverso 3 LAEI.²⁸

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).

Art. 6a²⁹ Piani pluriennali

¹ Nel piano pluriennale la società nazionale di rete riporta i suoi progetti di rete e illustra quanto segue:

- a. la designazione del progetto;
- b. il tipo di investimento, in particolare se si tratta di un'ottimizzazione, un potenziamento o un ampliamento della rete;
- c. lo stato della pianificazione, dell'approvazione o della realizzazione;
- d. il momento della messa in esercizio prevista;
- e. la stima dei costi di progetto;
- f. la necessità del progetto comprovandone l'efficacia dal profilo economico e tecnico.

² I piani pluriennali delle reti di distribuzione con una tensione nominale superiore a 36 kV sono redatti dai gestori di rete entro nove mesi dall'approvazione dell'ultimo scenario di riferimento da parte del Consiglio federale.

Art. 6b³⁰ Informazione dell'opinione pubblica da parte dei Cantoni

Nell'accordo di prestazioni di cui all'articolo 9e capoverso 2 LAEI è possibile stabilire un indennizzo a favore di un Cantone unicamente per i compiti di informazione dell'opinione pubblica che assume oltre il proprio mandato di base e per l'informazione dell'opinione pubblica che fornisce in adempimento di un mandato della Confederazione.

²⁷ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2021 (RU **2019** 1381).

²⁸ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2021 (RU **2019** 1381).

²⁹ Introdotto dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2021 (RU **2019** 1381).

³⁰ Introdotto dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

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 esposte 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;
- e^{bis},³¹ i costi in relazione alla riserva di energia elettrica secondo l'ordinanza del 25 gennaio 2023³² sulla riserva invernale (OREI);
- f. costi per la metrologia e l'informazione;
- f^{bis},³³ costi per sistemi di misurazione intelligenti;
- g. costi amministrativi;
- h.³⁴ costi per i potenziamenti della rete necessari all'immissione di energia elettrica proveniente dagli impianti secondo gli articoli 15 e 19 della legge del 30 settembre 2016³⁵ sull'energia (LEne);
- 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;
- m.³⁶ costi per sistemi di controllo e di regolazione intelligenti, remunerazioni incluse;

³¹ Introdotta dall'art. 12 dell'O del 7 set. 2022 sulla costituzione di una riserva di energia idroelettrica (RU **2022** 514). Nuovo testo giusta l'all. n. II 2 dell'O del 25 gen. 2023 sulla riserva invernale, in vigore dal 15 feb. 2023 al 31 dic. 2026 (RU **2023** 43).

³² RS **734.722**

³³ Introdotta dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU **2017** 7109).

³⁴ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU **2017** 7109).

³⁵ RS **730.0**

³⁶ Introdotta dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU **2017** 7109).

n.³⁷ costi per misure innovative; e

o.³⁸ costi di sensibilizzazione nell'ambito della riduzione del consumo.

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 ripartizione 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.

⁷ I gestori di rete presentano alla ElCom il conto dei costi al più tardi entro il 31 agosto.³⁹

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, in modo uniforme e non discriminatorio, i dati di misurazione e le informazioni necessari:

- a. all'esercizio della rete;
- b. alla gestione del bilancio;
- c. alla fornitura di energia;
- d. all'imputazione dei costi;
- e. al calcolo dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete;
- f. alle procedure di conteggio nell'ambito della LEne⁴⁰ e dell'ordinanza del 1° novembre 2017⁴¹ sull'energia (OEn);
- g. la commercializzazione diretta; e
- h. l'impiego di sistemi di controllo e di regolazione intelligenti.⁴²

³⁷ Introdotta dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

³⁸ Introdotta dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

³⁹ Introdotta dal n. I dell'O del 12 dic. 2008, in vigore dal 1° gen. 2009 (RU **2008** 6467).

⁴⁰ RS **730.0**

⁴¹ RS **730.01**

⁴² Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU **2017** 7109).

^{3bis} Le prestazioni di cui al capoverso 3 non possono essere fatturate ai beneficiari in aggiunta al corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Se le prestazioni di cui al capoverso 3 sono fornite da terzi, i gestori di rete sono tenuti ad indennizzarle adeguatamente.⁴³

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 ...⁴⁴

Art. 8a⁴⁵ Sistemi di misurazione intelligenti

¹ Per la metrologia e i processi informativi devono essere impiegati sistemi di misurazione intelligenti presso i consumatori finali, gli impianti di produzione e gli impianti di stoccaggio. Tali sistemi sono costituiti dai seguenti elementi:⁴⁶

- a. un contatore di elettricità elettronico installato presso il consumatore finale, l'impianto di produzione o l'impianto di stoccaggio che:⁴⁷
 1. rileva energia attiva ed energia reattiva,
 2. determina i profili di carico con periodi di misurazione di 15 minuti e li memorizza per almeno 60 giorni,
 - 3.⁴⁸ dispone di interfacce, segnatamente una riservata alla comunicazione bidirezionale con un sistema di trattamento dei dati e un'altra che consenta al consumatore finale, al produttore o al gestore dell'impianto di stoccaggio interessato perlomeno di consultare i propri dati di misurazione al momento del rilevamento e, se disponibili, i dati dei profili di carico con periodi di misurazione di 15 minuti, in un formato di dati usuale a livello internazionale, e
 4. rileva e registra le interruzioni dell'approvvigionamento elettrico;
- b. un sistema di comunicazione digitale che garantisce la trasmissione automatizzata dei dati tra il contatore elettrico e il sistema di trattamento dei dati del gestore di rete; e
- c. un sistema di trattamento dei dati che permette di consultare i dati.

^{1bis} Il gestore di rete deve comunicare ai consumatori finali, ai produttori o ai gestori di impianti di stoccaggio che ne facciano richiesta le specifiche tecniche dell'interfaccia del suo contatore.⁴⁹

⁴³ Introdotto dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU **2017** 7109).

⁴⁴ Abrogato dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, con effetto dal 1° gen. 2018 (RU **2017** 7109).

⁴⁵ Introdotto dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU **2017** 7109).

⁴⁶ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

⁴⁷ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 25 nov. 2020, in vigore dal 1° gen. 2021 (RU **2020** 6141).

⁴⁸ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 25 nov. 2020, in vigore dal 1° gen. 2021 (RU **2020** 6141).

⁴⁹ Introdotto dal n. I dell'O del 25 nov. 2020, in vigore dal 1° gen. 2021 (RU **2020** 6141).

- ² L'interazione fra gli elementi di tali sistemi di misurazione intelligenti permette di:
- a. identificare e gestire diversi tipi di contatori di elettricità ai fini dell'interoperabilità;
 - b. aggiornare la parte del software dei contatori di elettricità di cui al capoverso 1 lettera a che non ha nessuna ripercussione sulle caratteristiche metrologiche;
 - c.⁵⁰ fornire al consumatore finale, al produttore o al gestore dell'impianto di stoccaggio interessato una rappresentazione comprensibile dei propri dati di misurazione, segnatamente dei profili di carico;
 - d. integrare altri strumenti di misurazione digitali, nonché altri sistemi di controllo e di regolazione intelligenti; e
 - e. individuare, registrare e segnalare manipolazioni e altri effetti esterni sui contatori di elettricità.

^{2bis} I costi del capitale e d'esercizio che il gestore di rete sostiene per garantire il diritto alla consultazione e allo scaricamento dei dati di misurazione sono considerati costi di rete computabili.⁵¹

- ³ Non devono essere impiegati sistemi di misurazione intelligenti nei seguenti casi:
- a. in costruzioni o impianti che sottostanno alla legge federale del 23 giugno 1950⁵² concernente la protezione delle opere militari;
 - b. per gli allacciamenti alla rete di trasporto.⁵³

^{3bis} La ElCom può concedere deroghe di durata determinata o indeterminata all'obbligo di impiego di sistemi di misurazione intelligenti, se tale impiego sarebbe sproporzionato rispetto all'onere oppure inadeguato allo scopo considerati i requisiti metrologici concreti. La deroga può, in una situazione specifica, riguardare:

- a. singoli consumatori finali, produttori o gestori di impianti di stoccaggio oppure gruppi di essi;
- b. l'intero sistema di misurazione o singoli elementi o caratteristiche dello stesso.⁵⁴

^{3ter} Se un sistema di misurazione intelligente non può essere installato perché il consumatore finale, il produttore o il gestore dell'impianto di stoccaggio rifiutano il suo impiego, il gestore di rete può fatturare individualmente i maggiori costi di misurazione intervenuti a partire dal momento del rifiuto.⁵⁵

⁵⁰ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

⁵¹ Introdotto dal n. I dell'O del 25 nov. 2020, in vigore dal 1° gen. 2021 (RU **2020** 6141).

⁵² **RS 510.518**

⁵³ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

⁵⁴ Introdotto dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

⁵⁵ Introdotto dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

⁴ I contatori elettronici di elettricità di cui al capoverso 1 lettera a sottostanno all'ordinanza del 15 febbraio 2006⁵⁶ sugli strumenti di misurazione e alle relative disposizioni d'esecuzione del Dipartimento federale di giustizia e polizia, a condizione che rientrino nel loro campo di applicazione.

Art. 8b⁵⁷ Verifica della sicurezza dei dati

¹ Possono essere impiegati solo sistemi di misurazione intelligenti i cui elementi hanno superato una verifica della sicurezza dei dati.

² Sulla base di un'analisi del bisogno di protezione effettuata dall'UFE, i gestori di rete e i fabbricanti emanano direttive che stabiliscono gli elementi da verificare, i requisiti da rispettare e le modalità della verifica.

³ La verifica è effettuata dall'Istituto federale di metrologia. Esso può affidare tale compito o parti dello stesso a terzi.

Art. 8c⁵⁸ Sistemi di controllo e regolazione intelligenti per l'esercizio della rete

¹ Quando dà il consenso affinché venga impiegato un sistema di controllo e di regolazione intelligente ai fini di un esercizio sicuro, performante ed efficiente della rete, il consumatore finale, il produttore o il gestore di un impianto di stoccaggio concorda con il gestore di rete in particolare:⁵⁹

- a. l'installazione del sistema;
- b. l'impiego del sistema;
- c. la remunerazione per l'impiego del sistema.

² La remunerazione di cui al capoverso 1 lettera c deve basarsi su criteri oggettivi e non può essere discriminatoria.

³ Il gestore di rete rende accessibili al pubblico le informazioni rilevanti per la conclusione di un contratto sul controllo e la regolazione, in particolare i tassi di remunerazione.

⁴ ...⁶⁰

⁵ Per evitare un grave e imminente pericolo per l'esercizio sicuro della rete, il gestore di rete può installare un sistema di controllo e di regolazione intelligente anche senza il consenso del consumatore finale, del produttore o del gestore dell'impianto di stoccaggio interessato.⁶¹

⁵⁶ RS 941.210

⁵⁷ Introdotto dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109).

⁵⁸ Introdotto dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109).

⁵⁹ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU 2019 1381).

⁶⁰ Abrogato dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, con effetto dal 1° giu. 2019 (RU 2019 1381).

⁶¹ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU 2019 1381).

⁶ In presenza di un tale pericolo, può impiegare tale sistema anche senza il consenso del consumatore finale, del produttore o del gestore dell'impianto di stoccaggio interessato. Tale impiego ha la priorità sui controlli da parte di terzi. Il gestore di rete informa gli interessati almeno una volta all'anno e su richiesta in merito agli impieghi ai sensi del presente capoverso.⁶²

Art. 8d⁶³ Gestione dei dati provenienti da sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione intelligenti

¹ Senza il consenso delle persone interessate, i gestori di rete possono trattare i dati provenienti dall'impiego di sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione intelligenti per i seguenti scopi:

- a. dati personali e dati di persone giuridiche in forma pseudonimizzata, compresi i profili di carico con periodi di misurazione di 15 minuti e oltre: per la misurazione, il controllo e la regolazione, per l'impiego di sistemi tariffari, nonché per un esercizio sicuro, performante ed efficiente della rete, nonché per il suo bilanciamento e la sua pianificazione;
- b. dati personali e dati di persone giuridiche in forma non pseudonimizzata, compresi i profili di carico con periodi di misurazione di 15 minuti e oltre: per la fatturazione della fornitura di energia, dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete e della remunerazione per l'impiego di sistemi di controllo e di regolazione.⁶⁴

² Senza il consenso delle persone interessate, i gestori di rete possono trasmettere i dati provenienti dall'impiego di sistemi di misurazione alle seguenti persone:

- a.⁶⁵ dati personali e dati di persone giuridiche in forma pseudonimizzata o adeguatamente aggregata: ai partecipanti di cui all'articolo 8 capoverso 3;
- b. informazioni per la decodificazione degli pseudonimi: ai fornitori di energia dei consumatori finali interessati.

³ I dati personali e i dati di persone giuridiche vengono distrutti dopo 12 mesi sempre che non siano rilevanti ai fini della fatturazione o anonimizzati.⁶⁶

⁴ Il gestore di rete consulta i dati provenienti dai sistemi di misurazione intelligenti al massimo una volta al giorno, sempre che l'esercizio della rete non richieda una lettura più frequente.

⁵ Garantisce la sicurezza dei dati provenienti dai sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione. A tale fine tiene conto in particolare degli articoli 1–5 dell'ordinanza

⁶² Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU 2019 1381).

⁶³ Introdotto dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109).

⁶⁴ Nuovo testo giusta l'all. 2 n. II 77 dell'O del 31 ago. 2022 sulla protezione dei dati, in vigore dal 1° set. 2023 (RU 2022 568).

⁶⁵ Nuovo testo giusta l'all. 2 n. II 77 dell'O del 31 ago. 2022 sulla protezione dei dati, in vigore dal 1° set. 2023 (RU 2022 568).

⁶⁶ Nuovo testo giusta l'all. 2 n. II 77 dell'O del 31 ago. 2022 sulla protezione dei dati, in vigore dal 1° set. 2023 (RU 2022 568).

del 31 agosto 2022⁶⁷ sulla protezione dei dati (OPDa), nonché di eventuali norme e raccomandazioni internazionali emanate da organizzazioni specializzate riconosciute. Applica gli articoli 1–5 OPDa per analogia quando tratta i dati delle persone giuridiche.⁶⁸

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.

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 LAEL decade definitivamente.

^{2bis} Se un centro di consumo, per cui in passato si era già esercitato il diritto di accesso alla rete, partecipa a un raggruppamento ai fini del consumo proprio già esistente o di nuova costituzione, ciò non esime il gestore della rete di distribuzione dall'obbligo di fornire il raggruppamento. Qualora quest'ultimo rivendichi detto obbligo di fornitura, il diritto di accesso alla rete del centro di consumo in questione può essere nuovamente esercitato non prima che siano trascorsi sette anni dalla sua partecipazione al raggruppamento.⁶⁹

⁶⁷ RS 235.11

⁶⁸ Nuovo testo del secondo per. e terzo per. introdotto dall'all. 2 n. II 77 dell'O del 31 ago. 2022 sulla protezione dei dati, in vigore dal 1° set. 2023 (RU 2022 568).

⁶⁹ Introdotto dal n. I dell'O del 23 nov. 2022, in vigore dal 1° gen. 2023 (RU 2022 772).

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 LAEL, 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 ...⁷⁰

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:⁷¹

- 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.⁷² il tasso d'interesse calcolatorio corrisponde al tasso dei costi medi del capitale investito (costo medio ponderato del capitale, «Weighted Average Cost of Capital», WACC).

^{3bis} Il Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) fissa annualmente il WACC conformemente all'allegato 1.⁷³

⁷⁰ Abrogato dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, con effetto dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

⁷¹ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU **2013** 559).

⁷² Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU **2013** 559).

⁷³ Introdotto dal n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° mar. 2013 (RU **2013** 559).

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 modo seguente: 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. Dal valore così ottenuto deve essere detratto il 20 per cento.⁷⁴

Art. 13a⁷⁵ Costi computabili dei sistemi di misurazione, di controllo e di regolazione

Per costi computabili si intendono:

- a. i costi del capitale e i costi d'esercizio dei sistemi di misurazione secondo la presente ordinanza;
- b.⁷⁶ i costi del capitale e i costi d'esercizio dei sistemi di controllo e regolazione impiegati ai sensi dell'articolo 8c, compresa la remunerazione versata (art. 8c cpv. 1 lett. c).

Art. 13b⁷⁷ Costi computabili delle misure innovative per reti intelligenti

¹ Una misura innovativa per reti intelligenti è tale se consente di sperimentare e utilizzare metodi e prodotti innovativi del settore ricerca e sviluppo al fine di rendere in futuro la rete più sicura, performante o efficiente.

² I costi di tali misure sono computabili fino a un importo massimo dell'1 per cento dei costi di esercizio e del capitale del gestore di rete computabili nell'anno corrispondente, ma non oltre i seguenti importi annui:

- a. un milione di franchi per misure innovative della società nazionale di rete; e
- b. 500 000 franchi per misure innovative degli altri gestori di rete.

³ I gestori di rete documentano le proprie misure innovative e pubblicano la documentazione. Essi descrivono segnatamente il progetto, il metodo da applicare, i vantaggi previsti e ottenuti nonché le spese. La EICom può stabilire requisiti minimi.

Art. 13c⁷⁸ Costi computabili delle misure di sensibilizzazione nell'ambito della riduzione del consumo

¹ Sono computabili come costi per misure di sensibilizzazione nell'ambito della riduzione del consumo i costi che il gestore di rete deve sostenere per trattare i dati di misurazione dei consumatori finali del suo comprensorio in modo che questi ultimi

⁷⁴ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 12 dic. 2008, in vigore dal 1° gen. 2009 (RU **2008** 6467).

⁷⁵ Introdotto dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU **2017** 7109).

⁷⁶ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

⁷⁷ Introdotto dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

⁷⁸ Introdotto dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

possano confrontare il proprio consumo di elettricità individuale durante diversi periodi con quello di altri consumatori finali dalle caratteristiche di consumo analoghe.

² I costi di dette misure sono computabili come costi d'esercizio fino a un importo massimo dello 0,5 per cento dei costi d'esercizio del gestore di rete computabili nel rispettivo anno, al massimo tuttavia fino a un importo di 250 000 franchi all'anno.

Art. 13^{d79} Costi computabili delle misure di informazione e dell'informazione dell'opinione pubblica

¹ Sono considerati costi computabili delle misure di informazione i costi sostenuti dal gestore di rete per la messa a disposizione di informazioni nel quadro di un progetto secondo l'articolo 15 capoverso 3^{bis} lettera b LAEI, precisamente circa l'entità, la necessità e i tempi di attuazione del progetto nonché le previste ripercussioni sull'ambiente, sul territorio e sulle persone interessate dal progetto, sempre che queste informazioni siano necessarie per consentire a tali persone di crearsi un'opinione ed eventualmente partecipare alla procedura.

² Sono considerati costi computabili dell'informazione dell'opinione pubblica le tasse riscosse dall'UFE presso i gestori di rete per l'informazione dell'opinione pubblica da parte dei Cantoni secondo l'articolo 6b.

³ I costi computabili ai sensi del presente articolo devono essere attribuiti ai costi di esercizio e del capitale, conformemente ai principi degli articoli 12 e 13.

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;

⁷⁹ Introdotta dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU 2019 1381).

- b.⁸⁰ 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 per la gestione del programma previsionale nonché i prelievi dalla riserva di energia elettrica secondo l'OREI⁸¹;
- 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 LAEI.

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.⁸² 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. La ElCom fissa ogni anno l'importo massimo;
- a^{bis}.⁸³ i costi in relazione alla riserva di energia elettrica secondo l'OREI;
- b.⁸⁴ i costi per i potenziamenti della rete necessari all'immissione di energia elettrica proveniente dagli impianti secondo gli articoli 15 e 19 LEn⁸⁵;
- c.⁸⁶ ...

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.

⁸⁰ Nuovo testo giusta l'all. n. II 2 dell'O del 25 gen. 2023 sulla riserva invernale, in vigore dal 15 feb. 2023 al 31 dic. 2026 (RU **2023** 43).

⁸¹ RS **734.722**

⁸² Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 12 dic. 2008, in vigore dal 1° gen. 2009 (RU **2008** 6467).

⁸³ Introdotta dall'art. 12 dell'O del 7 set. 2022 sulla costituzione di una riserva di energia idroelettrica (RU **2022** 514). Nuovo testo giusta l'all. n. II 2 dell'O del 25 gen. 2023 sulla riserva invernale, in vigore dal 15 feb. 2023 al 31 dic. 2026 (RU **2023** 43).

⁸⁴ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU **2017** 7109).

⁸⁵ RS **730.0**

⁸⁶ Abrogata dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, con effetto dal 1° gen. 2018 (RU **2017** 7109).

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;
- 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. 18⁸⁷ Tariffe per l'utilizzazione della rete

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

² All'interno di un livello di tensione i consumatori finali con profili di acquisto comparabili costituiscono un gruppo di clienti. A livelli di tensione inferiori a 1 kV i consumatori finali che vivono in immobili abitati tutto l'anno e con un consumo annuo inferiore a 50 MWh appartengono allo stesso gruppo di clienti (gruppo di clienti di base).

³ I gestori di rete devono offrire ai consumatori finali del gruppo di clienti di base una tariffa per l'utilizzazione della rete con una componente di lavoro non decrescente (ct./kWh) almeno del 70 per cento.

⁴ I gestori di rete possono proporre loro altre tariffe per l'utilizzazione della rete; ai consumatori finali con misurazione della potenza possono offrire anche tariffe con una componente di lavoro non decrescente (ct./kWh) inferiore al 70 per cento.

⁸⁷ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU 2019 1381).

Art. 18a⁸⁸ Differenze di copertura nell'ambito dei costi di rete

¹ Se la somma del corrispettivo per l'utilizzazione della rete che il gestore della rete ha riscosso nel corso di un anno tariffario non corrisponde ai costi di rete computabili (differenza di copertura), il gestore della rete deve compensare tale differenza entro i tre anni tariffari successivi. In caso di copertura insufficiente, può rinunciare alla compensazione.

² In casi giustificati, la ElCom può estendere il periodo entro il quale compensare una differenza di copertura.

³ Il tasso di interesse che il gestore di rete deve applicare al consumatore finale corrisponde:

- a. in caso di copertura insufficiente: al massimo al costo del capitale di terzi conformemente all'allegato 1;
- b. in caso di copertura in eccesso: almeno al costo del capitale di terzi conformemente all'allegato 1.

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. 20⁸⁹** Trattamento della regola delle precedenze per le forniture transfrontaliere

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

⁸⁸ Introdotta dal n. I dell'O del 23 nov. 2022, in vigore dal 1° gen. 2023 (RU 2022 772).

⁸⁹ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 30 ago. 2017, in vigore dal 1° ott. 2017 (RU 2017 5001).

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 LAEL.

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 che si rendono necessari per l'immissione dell'energia elettrica proveniente da impianti conformemente agli articoli 15 e 19 LEne⁹⁰ fanno parte delle prestazioni di servizio relative al sistema della società nazionale di rete.⁹¹

⁴ Le remunerazioni per i necessari potenziamenti della rete di cui al capoverso 3 e all'articolo 71a capoverso 4 LEne necessitano dell'approvazione della ElCom.⁹²

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 e all'articolo 71a capoverso 4 LEne.⁹³

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.

⁹⁰ RS 730.0

⁹¹ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109).

⁹² Nuovo testo giusta il n. III dell'O del 17 mar. 2023, in vigore dal 1° apr. 2023 (RU 2023 144).

⁹³ Nuovo testo giusta il n. III dell'O del 17 mar. 2023, in vigore dal 1° apr. 2023 (RU 2023 144).

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 ...⁹⁴

Art. 24⁹⁵ 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 al prezzo di mercato di riferimento ai sensi degli articoli 14 capoverso 1 o 105 capoverso 1 OPEⁿ^{96,97}. Tali direttive necessitano dell'approvazione dell'UFE.

³ Il responsabile del gruppo di bilancio elabora i piani previsionali e li consegna alla società nazionale di rete.

⁴ Il responsabile del gruppo di bilancio per le energie rinnovabili esige dall'UFE il pagamento, mediante il Fondo per il supplemento rete, dei costi per l'energia di compensazione inevitabile del suo gruppo di bilancio e dei costi di esecuzione.

Art. 24a e 24b⁹⁸

Art. 25⁹⁹ 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 l'elettricità al prezzo di mercato di riferimento ai sensi degli articoli 14 capoverso 1 o 105 capoverso 1 OPEⁿ¹⁰⁰ e che non sono dotati di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati o di un sistema di misurazione intelligente, nonché i punti di immissione mediante i quali viene ritirata elettricità ai sensi dell'articolo 73 capoverso 4 LEⁿ¹⁰¹, sono attribuiti al gruppo di bilancio che rifornisce i consumatori finali fissi in tale comprensorio sulla base della quantità di elettricità ritirata.

⁹⁴ Abrogato dal n. I dell'O del 2 dic. 2016, con effetto dal 1° gen. 2017 (RU 2016 4629).

⁹⁵ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109).

⁹⁶ RS 730.03

⁹⁷ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 al 31 dic. 2030 (RU 2019 1381; 2022 772).

⁹⁸ Introdotti dal n. I dell'O del 2 dic. 2016 (RU 2016 4629). Abrogati dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, con effetto dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109).

⁹⁹ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109).

¹⁰⁰ RS 730.03

¹⁰¹ RS 730.0

² I punti di immissione mediante i quali l'elettricità da impianti con una potenza inferiore a 100 kW (art. 14 cpv. 1 OPEn) o da impianti con una potenza compresa tra 100 kW e meno di 500 kW, già beneficiari di una remunerazione secondo il diritto anteriore, viene ritirata al prezzo di mercato di riferimento e che sono dotati di un dispositivo per la misurazione del profilo di carico con trasmissione automatica dei dati o di un sistema di misurazione intelligente sono attribuiti al gruppo di bilancio per le energie rinnovabili sulla base della quantità di elettricità ritirata.¹⁰²

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 I produttori i cui impianti immettono in rete l'elettricità secondo l'articolo 15 LEn¹⁰³ o al prezzo di mercato di riferimento secondo l'articolo 14 capoverso 1 o 105 capoverso 1 OPEn¹⁰⁴ e che vendono alla società nazionale di rete la fornitura fisica di elettricità o parte di essa come energia di regolazione non ricevono per questa elettricità né una remunerazione supplementare secondo l'articolo 15 LEn né il prezzo di mercato di riferimento secondo l'articolo 25 capoverso 1 lettera b OPEnV.¹⁰⁵

Capitolo 4a:¹⁰⁶ Progetti pilota

Art. 26a

¹ La domanda per un progetto pilota deve essere presentata al DATEC. Essa deve contenere tutte le indicazioni necessarie per la verifica dei requisiti di cui all'articolo 23a LAEl, segnatamente:

- a. l'oggetto e l'obiettivo del progetto;
- b. l'organizzazione di progetto;
- c. le modalità di partecipazione al progetto;
- d. il luogo e la durata del progetto;
- e. le disposizioni della LAEl alle quali si intende derogare.

² Se dall'esame della domanda risulta che essa può essere autorizzata, il DATEC emana un'ordinanza con cui disciplina le condizioni quadro del progetto (art. 23a cpv. 3 LAEl). Il DATEC può consultare esperti per valutare le domande. In merito alla domanda emana una decisione.

¹⁰² Nuovo testo giusta il n. III dell'O del 23 ott. 2019, in vigore dal 1° gen. 2020 (RU 2019 3479).

¹⁰³ RS 730.0

¹⁰⁴ RS 730.03

¹⁰⁵ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109).

¹⁰⁶ Introdotta dal n. I dell'O del 23 nov. 2022, in vigore dal 1° gen. 2023 (RU 2022 772).

³ Sulla base di un'ordinanza di cui al capoverso 2 possono essere approvate ulteriori domande per progetti pilota corrispondenti.

⁴ Eventuali remunerazioni per costi di rete non coperti ai sensi dell'articolo 23a capoverso 4 LAEl necessitano dell'autorizzazione del DATEC. Sulla base di quest'ultima la società nazionale di rete rimborsa al gestore i costi di rete non coperti.

⁵ I risultati del progetto devono essere valutati dal titolare dell'autorizzazione in un rapporto finale. Il rapporto finale e i dati e le indicazioni necessari per la valutazione devono essere messi a disposizione del DATEC.

⁶ Al termine del progetto e in vista dell'adozione di un'eventuale modifica legislativa, l'UFE esegue una valutazione all'attenzione del DATEC. Informa il pubblico in merito ai progetti e alle informazioni acquisite.

Capitolo 4b:¹⁰⁷ Informazioni sul mercato all'ingrosso dell'elettricità

Art. 26a^{bis}¹⁰⁸ Obbligo d'informazione

¹ Chi ha sede o domicilio in Svizzera, opera in un mercato all'ingrosso dell'energia elettrica dell'UE ed è tenuto a rilasciare informazioni alle autorità dell'UE o degli Stati membri ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (Regolamento UE REMIT)¹⁰⁹ deve fornire contemporaneamente le medesime informazioni, nella stessa forma, anche alla ElCom.

² Alla ElCom devono essere forniti, in particolare, dati concernenti:

- a. le transazioni di prodotti all'ingrosso;
- b. la capacità, la disponibilità e l'indisponibilità, nonché l'impiego di impianti per la produzione e il trasporto di energia elettrica.

³ Alla ElCom devono inoltre essere fornite le informazioni privilegiate pubblicate ai sensi del Regolamento UE REMIT. La ElCom può stabilire il momento della fornitura di questi dati.

⁴ Inoltre devono essere comunicate alla ElCom la ditta o il nome, la forma giuridica nonché la sede o il domicilio. In alternativa, può essere fornito anche l'insieme di dati richiesto nell'UE per la registrazione in conformità al Regolamento UE REMIT.

⁵ La ElCom può consentire eccezioni all'obbligo d'informazione, in particolare quando si può presumere che i dati in questione siano di importanza marginale per i mercati dell'energia elettrica.

⁶ Sono considerati prodotti energetici all'ingrosso i seguenti contratti e derivati, indipendentemente dal fatto che siano negoziati in borsa o in altro modo:

¹⁰⁷ Originario capitolo 4a. Introdotto dal n. I dell'O del 30 gen. 2013, in vigore dal 1° lug. 2013 (RU 2013 559).

¹⁰⁸ Originario art. 26a.

¹⁰⁹ R (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ott. 2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso, testo conformemente a GU L 326 dell'8.12.2011, pag. 1.

- a. i contratti relativi al trasporto e alla fornitura di energia elettrica che non riguardino direttamente l'impiego di tale energia elettrica da parte dei consumatori finali;
- b. i derivati relativi alla produzione, al commercio, alla fornitura e al trasporto dell'energia elettrica.

Art. 26b Elaborazione dei dati da parte della ElCom

¹ La ElCom può elaborare i dati ricevuti dalle persone soggette all'obbligo d'informazione.

² La ElCom stabilisce il momento della prima fornitura dei dati.

Art. 26c Sistema informativo

¹ La ElCom gestisce un sistema informativo per i dati e lo struttura secondo le categorie di cui all'articolo 26a capoverso 2 lettere a e b, nonché capoversi 3 e 4.

² Garantisce un esercizio sicuro del sistema e protegge i dati contro qualsiasi accesso non autorizzato mediante misure organizzative e tecniche.

³ Conserva i dati fino a quando ne ha bisogno, comunque non oltre dieci anni dalla loro fornitura. Successivamente, li mette a disposizione dell'Archivio federale. I dati di cui l'Archivio federale non ritiene necessaria l'archiviazione sono cancellati.

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, 8b, 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.¹¹⁰

¹¹⁰ Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109).

⁵ Per il ricorso a organizzazioni private si applica per analogia l'articolo 67 LEne^{111,112}

Sezione 2: Modifica del diritto vigente

Art. 28

Le modifiche del diritto vigente sono disciplinate nell'allegato.

Sezione 3: Disposizioni transitorie

Art. 29¹¹³

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.

Sezione 4:¹¹⁴

Disposizioni transitorie della modifica del 12 dicembre 2008

Art. 31a Tasso d'interesse per i beni patrimoniali necessari all'esercizio e fattore di correzione

¹ Il tasso d'interesse per i beni patrimoniali necessari all'esercizio relativi ad impianti messi in esercizio prima del 1° gennaio 2004 è, nel periodo 2009–2013, inferiore di un punto percentuale al tasso d'interesse di cui all'articolo 13 capoverso 3 lettera b.

¹¹¹ RS 730.0

¹¹² Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109).

¹¹³ Abrogato dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, con effetto dal 1° gen. 2018 (RU 2017 7109).

¹¹⁴ Introdotta dal n. I dell'O del 12 dic. 2008, in vigore dal 1° gen. 2009 (RU 2008 6467).

Agli investimenti effettuati per questi impianti dopo il 31 dicembre 2003 si applica il tasso d'interesse di cui all'articolo 13 capoverso 3 lettera b.

² I gestori di impianti di cui al capoverso 1, che non sono stati oggetto di una nuova valutazione o che sono stati ammortizzati in modo lineare durante una durata di utilizzazione uniforme e adeguata fissata secondo l'articolo 13 capoverso 1 oppure durante un periodo più lungo, possono chiedere alla ElCom che il tasso d'interesse per questi impianti possa essere computato senza la riduzione di cui al capoverso 1.

³ Se il corrispettivo per l'utilizzazione della rete per il 2009 è inferiore a quello dichiarato per il 2008, la ElCom può approvare per il 2009 l'applicazione del corrispettivo del 2008.

Art. 31b¹¹⁵

Art. 31c Applicazione delle nuove tariffe, pubblicazione e rimborso

¹ I gestori di rete emettono una fattura per il primo trimestre 2009 sulla base delle probabili tariffe risultanti dagli articoli 13, 31a e 31b.

² Pubblicano queste tariffe secondo l'articolo 10 al più tardi entro il 1° aprile 2009.

³ Rimborsano al più presto la differenza rispetto alle tariffe fatturate fino alla fine di marzo 2009, al più tardi nel conteggio definitivo successivo al 1° luglio 2009.

Art. 31d Diritto transitorio

¹ Gli articoli 13 capoverso 4, 15 capoverso 2 lettera a, 31a–31c si applicano, al momento della loro entrata in vigore, alle procedure pendenti dinanzi alle autorità o agli organi giudiziari.

² Su domanda o d'ufficio, le decisioni di autorità che non sono state impugnate possono essere adeguate agli articoli 13 capoverso 4, 15 capoverso 2 lettera a, 31a–31c, se l'interesse pubblico per l'applicazione di queste disposizioni prevale sull'interesse privato per l'attuazione della decisione.

Sezione 4a:¹¹⁶

Disposizione transitoria della modifica del 1° novembre 2017

Art. 31e Introduzione di sistemi di misurazione intelligenti

¹ Entro dieci anni dall'entrata in vigore della modifica del 1° novembre 2017, l'80 per cento di tutti i dispositivi di misurazione di un comprensorio deve soddisfare i requisiti di cui agli articoli 8a e 8b. Il restante 20 per cento dei dispositivi di misurazione può essere impiegato fino alla fine della loro funzionalità.

¹¹⁵ Abrogato dal n. I dell'O del 30 gen. 2013, con effetto dal 1° mar. 2013 (RU **2013** 559).

¹¹⁶ Introdotta dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, in vigore dal 1° gen. 2018 (RU **2017** 7109).

² Durante il periodo transitorio di cui al capoverso 1, il gestore di rete decide quando intende dotare i consumatori finali e i produttori di un sistema di misurazione intelligente di cui agli articoli 8a e 8b. In ogni caso, sono tenuti a dotarsi di un tale sistema di misurazione intelligente:

- a. i consumatori finali che esercitano il loro diritto di accesso alla rete;
- b.¹¹⁷ ...

³ e ⁴ ...¹¹⁸

⁵ Gli ammortamenti straordinari necessari per lo smontaggio dei dispositivi di misurazione del gestore di rete non ancora totalmente ammortizzati sono anch'essi costi computabili.

Art. 31f Impiego di sistemi di controllo e di regolazione intelligenti per l'esercizio della rete

Se ha installato e utilizzato sistemi di controllo e di regolazione intelligenti presso i consumatori finali prima dell'entrata in vigore della modifica del 1° novembre 2017, il gestore di rete può continuare a utilizzarli fintanto che il consumatore finale non lo vieti espressamente. Il consumatore finale non ne può vietare l'impiego secondo l'articolo 8c capoverso 6.

Art. 31g Tariffe per l'utilizzazione della rete

Le tariffe per l'utilizzazione della rete dell'anno tariffario 2018 sono disciplinate dal diritto previgente.

Art. 31h Ritiro e remunerazione dell'elettricità proveniente da impianti che immettono in rete elettricità al prezzo di mercato di riferimento

Fino al 31 dicembre 2018, il gruppo di bilancio per le energie rinnovabili, gli altri gruppi di bilancio e il gestore di rete devono ritirare e remunerare secondo il diritto previgente l'elettricità proveniente da impianti che immettono in rete elettricità al prezzo di mercato di riferimento secondo gli articoli 14 capoverso 1 o 105 capoverso 1 OPEⁿ¹¹⁹.

Sezione 4b:¹²⁰ Disposizioni transitorie della modifica del 3 aprile 2019

Art. 31i Trasferimento di quadri di comando

¹ La società nazionale di rete trasferisce entro due anni i quadri di comando nel passaggio a una centrale nucleare, di sua proprietà al momento dell'entrata in vigore della modifica del 3 aprile 2019, che tuttavia ai sensi dell'articolo 2 capoverso 2 lettera d

¹¹⁷ Abrogata dal n. II dall'O del 29 nov. 2023, con effetto dal 1° gen. 2024 (RU **2023** 762).

¹¹⁸ Abrogati dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, con effetto dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

¹¹⁹ RS **730.03**

¹²⁰ Introdotta dal n. I dell'O del 3 apr. 2019, in vigore dal 1° giu. 2019 (RU **2019** 1381).

non appartengono alla rete di trasporto, versando un indennizzo integrale al proprietario della centrale. Per le modalità del trasferimento si applica per analogia l'articolo 33 capoversi 5 e 6 LAEL.

² Se l'esercizio produttivo di una centrale nucleare viene definitivamente interrotto entro il termine transitorio di cui al capoverso 1, il quadro di comando nel passaggio a questa centrale non deve essere più trasferito.

Art. 31^{j121}

Art. 31^{k122} Fornitura di elettricità ai sensi dell'articolo 6 capoverso 5^{bis} LAEL

Il diritto di fornire elettricità ai consumatori finali in regime di servizio universale secondo le condizioni dell'articolo 6 capoverso 5^{bis} LAEL può essere esercitato dai gestori della rete di distribuzione la prima volta per l'anno tariffario 2019 e l'ultima volta per l'anno tariffario 2030.

Sezione 4c:¹²³

Disposizioni transitorie della modifica del 25 novembre 2020

Art. 31^l

¹ Il gestore di rete può utilizzare e far rientrare nell'80 per cento di cui all'articolo 31e capoverso 1, sino alla fine della loro funzionalità, i sistemi di misurazione che comportano sistemi di misurazione elettronici con misurazione del profilo di carico dell'energia attiva, un sistema di comunicazione con trasmissione automatizzata di dati e un sistema di trattamento dei dati ma che non soddisfano ancora i requisiti di cui agli articoli 8a e 8b, se:

- a. sono stati installati prima del 1° gennaio 2018; o
- b. il loro acquisto è stato avviato prima del 1° gennaio 2019.

² Fintanto che non è possibile disporre di sistemi di misurazione conformi ai requisiti previsti dagli articoli 8a e 8b, il gestore di rete può utilizzare, se necessario, sistemi di misurazione di cui al capoverso 1 e farli rientrare nell'80 per cento di cui all'articolo 31e capoverso 1 sino alla fine della loro funzionalità.

³ I costi dei dispositivi di misurazione che non soddisfano i requisiti previsti dagli articoli 8a e 8b ma che possono essere impiegati conformemente ai capoversi 1 e 2 e all'articolo 31e capoverso 1 secondo periodo rimangono computabili.

⁴ Per l'impiego di sistemi di misurazione intelligenti negli impianti di stoccaggio si applicano per analogia le norme dell'articolo 31e sull'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti.

¹²¹ Abrogato dal n. I dell'O del 25 nov. 2020, con effetto dal 1° gen. 2021 (RU 2020 6141).

¹²² Nuovo testo giusta il n. I dell'O del 23 nov. 2022, in vigore dal 1° gen. 2023 (RU 2022 772).

¹²³ Introdotta dal n. I dell'O del 25 nov. 2020, in vigore dal 1° gen. 2021 (RU 2020 6141).

⁵ Per l'impiego di sistemi di controllo e di regolazione intelligenti negli impianti di produzione e negli impianti di stoccaggio si applicano per analogia le norme dell'articolo 31*f*.

⁶ I sistemi di misurazione intelligenti che non consentono ai consumatori finali, ai produttori o ai gestori di impianti di stoccaggio di consultare e scaricare i propri dati di misurazione nel modo prescritto dall'articolo 8*a* capoverso 1 lettera a numero 3 e capoverso 2 lettera c devono essere riequipaggiati quanto prima, al più tardi entro il 30 giugno 2021. Sono fatte salve le deroghe di cui ai capoversi 1 e 2.

Sezione 4*d*:¹²⁴

Disposizione transitoria della modifica del 23 novembre 2022

Art. 31*m*

Le nuove disposizioni sulla gestione delle differenze di copertura si applicano la prima volta alle differenze di copertura dell'anno contabile successivo all'entrata in vigore.

Sezione 4*e*:¹²⁵

Disposizione transitoria della modifica del 29 novembre 2023

Art. 31*n*

Durante il periodo transitorio di cui all'articolo 31*e* capoverso 1, il gestore di rete decide quando intende dotare i consumatori finali e i produttori di un sistema di misurazione intelligente di cui all'articolo 8*a* e 8*b*. Indipendentemente da ciò, i produttori devono essere dotati di un tale sistema di misurazione intelligente se allacciano alla rete un nuovo impianto di produzione la cui installazione sottostà all'obbligo di autorizzazione di cui all'articolo 6 dell'ordinanza del 7 novembre 2001¹²⁶ sugli impianti a bassa tensione.

¹²⁴ Introdotta dal n. I dell'O del 23 nov. 2022, in vigore dal 1° gen. 2023 (RU **2022** 772).

¹²⁵ Introdotta dal n. II dall'O del 29 nov. 2023, in vigore dal 1° gen. 2024 (RU **2023** 762).

¹²⁶ RS **734.27**

Sezione 5: Entrata in vigore¹²⁷**Art. 32** ...¹²⁸

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 ...¹²⁹

¹²⁷ Introdotta dal n. I dell'O del 12 dic. 2008, in vigore dal 1° gen. 2009 (RU **2008** 6467).

¹²⁸ Abrogata dal n. I dell'O del 12 dic. 2008, con effetto dal 1° gen. 2009 (RU **2008** 6467).

¹²⁹ Abrogato dal n. I dell'O del 1° nov. 2017, con effetto dal 1° gen. 2018 (RU **2017** 7109).

*Allegato I*¹³⁰
(art. 4d cpv. 3, 13 cpv. 3^{bis} e 18a cpv. 3)

Determinazione del costo medio ponderato del capitale

1 Definizione

- 1.1 Il costo medio ponderato del capitale è la somma del costo del capitale proprio (costo del capitale proprio), ponderato nella misura del 40 per cento, e del costo del capitale di terzi (costo del capitale di terzi), ponderato nella misura del 60 per cento.
- 1.2 Il calcolo si basa sui seguenti parametri:
 - a. tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio;
 - b. premio per i rischi di mercato;
 - c. «beta levered»;
 - d. tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi;
 - e. supplemento di solvibilità, inclusi i costi di emissione e di acquisizione.
- 1.3 Il costo del capitale proprio si calcola addizionando al tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio il prodotto del premio per i rischi di mercato moltiplicato per il «beta levered».
- 1.4 Il costo del capitale di terzi si calcola addizionando al tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi un supplemento per la solvibilità, inclusa un'aliquota forfettaria per i costi di emissione e di acquisizione.
- 1.5 L'UFE precisa le prescrizioni relative ai parametri di cui al numero 1.2.

2 Calcolo e determinazione annuali

- 2.1 L'UFE determina annualmente i valori dei singoli parametri e in base ad essi calcola il costo medio ponderato del capitale.
- 2.2 Le variazioni del tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio, del premio per i rischi di mercato e del «beta unlevered» (n. 5.2) devono essere prese in considerazione unicamente se i relativi valori limite sono superati, in senso positivo o negativo, per due anni di seguito.
- 2.3 Le variazioni del tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi vengono prese in considerazione già nel caso in cui il relativo valore limite sia superato, in senso positivo o negativo, una sola volta. Il supplemento di solvibilità viene fissato in funzione dell'entità del tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi. Se quest'ultimo è uguale o inferiore allo 0,5 per cento, il valore del supplemento di solvibilità è determinato in base alla media degli ultimi cinque anni. Se il tasso d'interesse esente da rischi per il capitale

¹³⁰ Introdotta dal n. II dell'O del 30 gen. 2013 (RU **2013** 559). Aggiornata dal n. I dell'O del 4 dic. 2015 (RU **2015** 5685) e dal n. II cpv. 1 dell'O del 31 mag. 2024, in vigore dal 1° lug. 2024 (RU **2024** 282).

di terzi è superiore allo 0,5 per cento, il valore del supplemento di solvibilità è determinato in base alla media annua dell'anno civile precedente.

- 2.4 Sulla base dei calcoli effettuati dall'UFE e dopo aver consultato la ElCom, il DATEC determina ogni anno il tasso medio di costo del capitale e lo pubblica in Internet e nel Foglio federale. La determinazione avviene ogni anno entro la fine del mese di marzo, per la prima volta entro il 31 marzo 2013 per il 2014.

3 Tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio

- 3.1 Il tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio corrisponde al rendimento medio annuale delle obbligazioni della Confederazione con scadenza a dieci anni pubblicato per l'anno civile precedente (rendimento di obbligazioni «zero coupon»).
- 3.2 Si applicano i seguenti valori forfettari:
- | | |
|--|----------------|
| a. minore del 3 per cento: | 2,5 per cento; |
| b. uguale o maggiore del 3 per cento e minore del 4 per cento: | 3,5 per cento; |
| c. uguale o maggiore del 4 per cento e minore del 5 per cento: | 4,5 per cento; |
| d. uguale o maggiore del 5 per cento e minore del 6 per cento: | 5,5 per cento; |
| e. uguale o maggiore del 6 per cento: | 6,5 per cento. |
- 3.3 I valori limite il cui superamento, in senso positivo o negativo, deve essere preso in considerazione (n. 2.2) sono: 3, 4, 5 e 6 per cento.

4 Premio per i rischi di mercato

- 4.1 Il premio per i rischi di mercato è la differenza fra il rendimento del mercato azionario (indice), considerato come valore medio fra la media aritmetica e la media geometrica, e il rendimento (considerato come media aritmetica) di un investimento esente da rischi.
- 4.2 La base per determinare tale premio è costituita dalle serie di dati pubblicati a partire dal 1926 ovvero, per il rendimento del mercato azionario, l'indice dei valori nominali delle azioni e, per il rendimento di un investimento esente da rischi, il rendimento delle obbligazioni della Confederazione con scadenza a dieci anni.
- 4.3 Al premio per i rischi di mercato si applicano i seguenti valori forfettari:
- | | |
|--|----------------|
| a. minore del 4,5 per cento,: | 4,5 per cento; |
| b. uguale o maggiore del 4,5 per cento e minore del 5,5 per cento: | 5,0 per cento; |
| c. uguale o maggiore del 5,5 per cento: | 5,5 per cento. |

- 4.4 I valori limite il cui superamento, in senso positivo o negativo, deve essere preso in considerazione (n. 2.2) sono: 4,5 e 5,5 per cento.

5 Beta levered

- 5.1 Il «beta levered» risulta dal prodotto del «beta unlevered» per il coefficiente di leva finanziaria. Quest'ultimo corrisponde a una quota del capitale complessivo pari al 40 per cento per il capitale proprio e al 60 per cento per il capitale di terzi.
- 5.2 Il «beta unlevered» si determina sulla base di un gruppo di imprese di approvvigionamento energetico europee comparabili («peer group»). I valori beta del «peer group» vengono rilevati mensilmente per un arco di tempo di tre anni. La composizione del «peer group» viene verificata ogni anno e, se possibile, migliorata.
- 5.3 Al «beta unlevered» si applicano i seguenti valori forfettari:
- | | |
|--|------|
| a. minore di 0,25: | 0,2; |
| b. uguale o maggiore di 0,25 e minore di 0,35: | 0,3; |
| c. uguale o maggiore di 0,35 e minore di 0,45: | 0,4; |
| d. uguale o maggiore di 0,45 e minore di 0,55: | 0,5; |
| e. uguale o maggiore di 0,55: | 0,6. |
- 5.4 I valori limite il cui superamento, in senso positivo o negativo, deve essere preso in considerazione (n. 2.2) sono: 0,25, 0,35, 0,45 e 0,55.

6 Tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi

- 6.1 Il tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi corrisponde al rendimento medio annuale delle obbligazioni della Confederazione con scadenza a cinque anni pubblicato per l'anno civile precedente (rendimento di obbligazioni «zero coupon»).
- 6.2. Si applicano i seguenti valori forfettari:
- | | |
|---|-----------------|
| a. minore dello 0,5 per cento: | 0,50 per cento; |
| b. uguale o maggiore dello 0,5 per cento e minore dell'1 per cento: | 0,75 per cento |
| c. uguale o maggiore dell'1 per cento e minore dell'1,5 per cento: | 1,25 per cento |
| d. uguale o maggiore dell'1,5 per cento e minore del 2 per cento: | 1,75 per cento |
| e. uguale o maggiore del 2,0 per cento e minore del 2,5 per cento: | 2,25 per cento |
| f. uguale o maggiore del 2,5 per cento e minore del 3,0 per cento: | 2,75 per cento |

- | | | |
|----|---|----------------|
| g. | uguale o maggiore del 3,0 per cento e minore del 3,5 per cento | 3,25 per cento |
| h. | uguale o maggiore del 3,5 per cento e minore del 4,0 per cento: | 3,75 per cento |
| i. | uguale o maggiore del 4,0 per cento e minore del 4,5 per cento: | 4,25 per cento |
| j. | uguale o maggiore del 4,5 per cento e minore del 5,0 per cento: | 4,75 per cento |
| k. | uguale o maggiore del 5,0 per cento: | 5,00 per cento |
- 6.3. I valori limite il cui superamento, in senso positivo o negativo, deve essere preso in considerazione (n. 2.3), sono 0,5, 1,0, 1,5, 2,0, 2,5, 3,0, 3,5, 4,0, 4,5 e 5,0 per cento.

7 Supplemento di solvibilità, inclusi i costi di emissione e di acquisizione

- 7.1 Il supplemento di solvibilità per il rischio di insolvenza è la differenza fra il tasso d'interesse medio dei titoli di debito di imprese svizzere con buona solvibilità e il tasso d'interesse medio dei titoli di debito esenti da rischio (differenza fra gli indici).
- 7.2 Per i costi di emissione e di acquisizione sono computabili 50 punti base, pari allo 0,5 per cento.
- 7.3. Alla somma del supplemento di solvibilità e dei costi di emissione e di acquisizione si applicano i seguenti valori forfettari:
- | | | |
|----|---|-----------------|
| a. | minore dello 0,625 per cento: | 0,50 per cento; |
| b. | uguale o maggiore dello 0,625 per cento e minore dello 0,875 per cento: | 0,75 per cento |
| c. | uguale o maggiore dello 0,875 per cento e minore dell'1,125 per cento: | 1,00 per cento |
| d. | uguale o maggiore dell'1,125 per cento e minore dell'1,375 per cento: | 1,25 per cento |
| e. | uguale o maggiore dell'1,375 per cento e minore dell'1,625 per cento: | 1,50 per cento |
| f. | uguale o maggiore dell'1,625 per cento e minore dell'1,875 per cento: | 1,75 per cento |
| g. | uguale o maggiore dell'1,875 per cento: | 2,00 per cento |
- 7.4 I valori limite il cui superamento, in senso positivo o negativo, deve essere preso in considerazione (n. 2.3), sono 0,625, 0,875, 1,125, 1,375, 1,625 e 1,875 per cento.

8. Disposizione transitoria della modifica del 4 dicembre 2015

Per l'anno tariffario 2016 il calcolo del costo medio ponderato del capitale si determina sul diritto previgente.

*Allegato 1a*¹³¹
(art. 5a cpv. 1)

Livello da raggiungere nella protezione dai ciberattacchi

1 Attribuzione alle categorie

I gestori di rete, produttori, gestori di impianti di stoccaggio e fornitori di servizi di cui all'articolo 5a sono suddivisi nelle categorie seguenti a seconda della quantità di elettricità trasportata e della potenza:

	Categoria A	Categoria B	Categoria C
1.1 Gestori di rete con una quantità di elettricità trasportata nel proprio comprensorio pari a:			
1.2 Fornitori di servizi che possono controllare in modo permanente impianti dei gestori di rete, sempre che in tal modo abbiano accesso attraverso un unico sistema a una quantità di elettricità trasportata pari a:	≥ 450 GWh/anno	≥ 112 GWh/anno e ≥ 450 GWh/anno	≥ 112 GWh/anno
1.3 Produttori, esclusi i gestori di centrali nucleari, e gestori di impianti di stoccaggio, sempre che gli impianti presentino la seguente potenza complessiva controllabile attraverso un unico sistema:			
1.4 Fornitori di servizi che possono controllare in modo permanente impianti di produttori, esclusi i gestori di centrali nucleari, o di gestori di impianti di stoccaggio, sempre che in tal modo abbiano accesso attraverso un unico sistema a una potenza pari a:	≥ 800 MW	≥ 100 MW e < 800 MW	–

¹³¹ Introdotta dal n. II cpv. 2 dell'O del 31 mag. 2024, in vigore dal 1° lug. 2024 (RU 2024 282).

2 Valori minimi

Per i compiti elencati di seguito, se applicabili, devono essere raggiunti almeno i seguenti valori, indicati al capitolo 3.1.1 dello Standard minimo TIC¹³² nella categoria corrispondente, e qualora la ElCom lo richieda deve essere fornita la prova del loro raggiungimento (cfr. art. 5a cpv. 3):

	Livello di protezione per la categoria A	Livello di protezione per la categoria B	Livello di protezione per la categoria C
2.1 Identificare (ID = identify)			
2.1.1 Gestione dell'inventario (AM = Asset Management)			
ID.AM-1	4	3	3
ID.AM-2	4	3	2
ID.AM-3	3	3	2
ID.AM-4	3	3	–
ID.AM-5	3	3	–
ID.AM-6	4	4	3
2.1.2 Ambiente operativo (BE = Business Environment)			
ID.BE-1	3	2	–
ID.BE-2	3	2	–
ID.BE-3	3	3	–
ID.BE-4	3	3	–
ID.BE-5	3	2	–
2.1.3 Direttive (GV = Governance)			
ID.GV-1	4	4	3
ID.GV-2	4	3	3
ID.GV-3	4	4	3
ID.GV-4	3	3	–
2.1.4 Analisi dei rischi (RA = Risk Assessment)			
ID.RA-1	3	2	–
ID.RA-2	4	3	–
ID.RA-3	4	3	–
ID.RA-4	4	3	–
ID.RA-5	3	2	–
ID.RA-6	3	2	–
2.1.5 Strategia di gestione dei rischi (RM = Risk Management Strategy)			
ID.RM-1	4	2	–
ID.RM-2	3	3	–
ID.RM-3	3	3	–

¹³² Cfr. nota a piè di pagina relativa all'art. 5a cpv. 1.

	Livello di protezione per la categoria A	Livello di protezione per la categoria B	Livello di protezione per la categoria C
2.1.6 Gestione dei rischi della catena di fornitura (SC = Supply Chain Riskmanagement)			
ID.SC-1	3	3	–
ID.SC-2	3	3	–
ID.SC-3	3	3	3
ID.SC-4	3	2	–
ID.SC-5	3	2	–
2.2 Proteggere (PR = Protect)			
2.2.1 Gestione e controllo degli accessi (AC = Access Control)			
PR.AC-1	4	3	2
PR.AC-2	3	3	2
PR.AC-3	4	4	3
PR.AC-4	3	3	2
PR.AC-5	4	3	2
PR.AC-6	4	3	2
PR.AC-7	3	3	2
2.2.2 Sensibilizzazione e formazione (AT = Awareness and Training)			
PR.AT-1	4	3	3
PR.AT-2	4	3	3
PR.AT-3	3	3	–
PR.AT-4	4	3	3
PR.AT-5	3	3	–
2.2.3 Sicurezza dei dati (DS = Data Security)			
PR.DS-1	3	2	–
PR.DS-2	4	4	2
PR.DS-3	3	3	–
PR.DS-4	3	2	–
PR.DS-5	3	2	–
PR.DS-6	3	2	–
PR.DS-7	3	2	–
PR.DS-8	3	2	–
2.2.4 Protezione di dati (IP = Information Protection Processes and Procedures)			
PR.IP-1	3	2	2
PR.IP-2	4	3	–
PR.IP-3	3	3	–
PR.IP-4	4	4	3
PR.IP-5	4	4	3
PR.IP-6	3	3	–
PR.IP-7	3	2	–
PR.IP-8	3	2	–
PR.IP-9	4	2	2

	Livello di protezione per la categoria A	Livello di protezione per la categoria B	Livello di protezione per la categoria C
PR.IP-10	4	2	–
PR.IP-11	3	2	–
PR.IP-12	3	2	–
2.2.5 Manutenzione (MA = Maintenance)			
PR.MA-1	3	3	–
PR.MA-2	4	3	2
2.2.6 Impiego di tecnologie di protezione (PT = Protective Technology)			
PR.PT-1	3	2	–
PR.PT-2	4	4	3
PR.PT-3	4	3	–
PR.PT-4	4	3	3
PR.PT-5	3	2	–
2.3 Intercettare (DE = detect)			
2.3.1 Anomalie ed eventi (AE = Anomalies and Events)			
DE.AE-1	3	2	–
DE.AE-2	3	2	–
DE.AE-3	3	2	–
DE.AE-4	3	2	–
DE.AE-5	3	2	–
2.3.2 Controllo (CM = Security Continous Monitoring)			
DE.CM-1	3	3	2
DE.CM-2	3	3	2
DE.CM-3	3	2	–
DE.CM-4	3	3	2
DE.CM-5	3	3	2
DE.CM-6	3	2	–
DE.CM-7	3	2	2
DE.CM-8	3	2	–
2.3.3 Procedure di intercettazione (DP = Detection Processes)			
DE.DP-1	4	4	2
DE.DP-2	3	2	–
DE.DP-3	3	3	–
DE.DP-4	3	2	–
DE.DP-5	3	2	–
2.4 Reagire (RS = Respond)			
2.4.1 Piano di reazione (RP = Response Planning)			
RS.RP-1	3	3	2

	Livello di protezione per la categoria A	Livello di protezione per la categoria B	Livello di protezione per la categoria C
2.4.2 Comunicazione (CO = Communications)			
RS.CO-1	3	3	2
RS.CO-2	4	4	2
RS.CO-3	3	2	–
RS.CO-4	3	2	–
RS.CO-5	3	2	–
2.4.3 Analisi (AN = Analysis)			
RS.AN-1	3	3	–
RS.AN-2	3	3	–
RS.AN-3	2	2	–
RS.AN-4	2	2	–
RS.AN-5	2	2	–
2.4.4 Diminuzione del danno (MI = Mitigation)			
RS.MI-1	3	3	2
RS.MI-2	3	2	2
RS.MI-3	3	2	2
2.4.5 Miglioramenti (IM = Improvements)			
RS.IM-1	3	3	–
RS.IM-2	3	3	–
2.5 Ripristinare (RC = Recover)			
2.5.1 Piano di ripristino (RP = Recovery Planning)			
RC.RP-1	3	3	2
2.5.2 Miglioramenti (IM = Improvements)			
RC.IM-1	3	2	–
RC.IM-2	3	2	–
2.5.3 Comunicazione (CO = Communications)			
RC.CO-1	2	1	–
RC.CO-2	2	1	–
RC.CO-3	2	1	–

*Allegato 2*¹³³
(art. 28)

Modifica del diritto vigente

...¹³⁴

¹³³ Originario all.

¹³⁴ Le mod. possono essere consultate alla RU **2008** 1223.

