



2 ottobre 2012

## **Stato di elaborazione: 02-10-2012**

# **Modifica dell'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (OAEI; RS 734.71)**

## **Rapporto esplicativo**

---

### **1. Situazione iniziale**

L'ordinanza del 14 marzo 2008 sull'approvvigionamento elettrico (OAEI) è entrata in vigore il 1° aprile 2008.

Il 25 maggio 2011, il Consiglio federale, in seguito al gravissimo incidente al reattore di Fukushima, ha deciso l'abbandono graduale dell'energia nucleare; esso intende tuttavia garantire anche in futuro l'attuale sicurezza di approvvigionamento, caratterizzata da un'elevata qualità, buona disponibilità, una produzione in larga misura esente da emissioni di CO<sub>2</sub> e prezzi competitivi. La gradualità del processo di abbandono dell'energia nucleare lascia il tempo necessario per attuare la nuova politica energetica e per ristrutturare il sistema energetico. Per coprire le quote di energia elettrica che verranno a mancare in seguito alla rinuncia all'atomo, è necessario dare un nuovo orientamento alla strategia energetica della Svizzera. La base politica di questo processo è la Strategia energetica 2050.

Il nuovo orientamento della politica energetica svizzera include anche l'esigenza di migliorare la capacità di gestire una produzione decentrata di energia elettrica. Per rispondere a quest'esigenza, sono necessari rilevanti sforzi finanziari da parte dei gestori di rete svizzeri. Occorre quindi far sì che i gestori di rete possano disporre delle condizioni economiche idonee, in particolare nel contesto della liberalizzazione del mercato svizzero dell'energia elettrica.

Gli investimenti supplementari nell'infrastruttura di rete indotti dalla Strategia energetica 2050 riguardano la rete di trasporto e, in particolare, la rete di distribuzione. Gli investimenti necessari fino al 2050 sono attualmente stimati a circa 3,9 - 12,6 miliardi di franchi per la rete di distribuzione e a circa 2,5 miliardi di franchi per la rete di trasporto. Al fine di creare presupposti economici sostenibili per questo potenziamento della rete, l'OAEI deve essere modificata in alcuni punti, particolarmente rilevanti a questo riguardo, che regolano le condizioni finanziarie della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, nell'ottica della salvaguardia della sicurezza di approvvigionamento richiesta e delle condizioni di accesso alla rete. Ciò riguarda soprattutto la remunerazione degli investimenti dei gestori di rete e l'eliminazione di situazioni che determinano perdite e che sono legate allo status quo della regolazione nel settore del servizio universale. È stata anche recepita l'esigenza di adeguare le condizioni quadro per gli investimenti delle ferrovie federali e private nel settore dell'approvvigionamento elettrico, poiché tali condizioni hanno rilevanza nel contesto della Strategia energetica 2050.

L'iter di questa revisione si svolge per quanto possibile parallelamente all'evoluzione della strategia per le reti elettriche, che dovrà sostenere la nuova politica energetica sul versante della pianificazione delle reti. A giudizio del Consiglio federale, questa armonizzazione temporale è importante per definire ex ante chiare condizioni economiche per l'imminente potenziamento della rete.



## **2. Continuità per quanto riguarda la cooperazione e la sussidiarietà**

L'attuale ordinanza ha ripreso in larga misura i principi più importanti di regolazione del settore ("Marktmodell für elektrische Energie Schweiz", MMEE-CH), e tiene quindi conto dell'articolo 3 capoverso 2 della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; RS 734.7). La revisione non modifica questo modello di collaborazione e di sussidiarietà.

## **3. Spiegazioni in merito alla modifica di singole disposizioni**

### **3.1. Art. 1 cpv. 3 OAEI**

#### *Situazione iniziale*

Si propone di adeguare l'art. 1 cpv. 3 OAEI in modo tale che i punti di raccordo alla rete di centrali elettriche combinate (produzione a 50 Hz con convertitore di frequenza 50/16,7 Hz integrato), in determinate modalità di esercizio del convertitore di frequenza siano esclusi dal regime di versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete e siano equiparati, per quanto riguarda tale regime, ai punti di raccordo di centrali partner a 50 Hz senza convertitore di frequenza e di centrali partner combinate a 16,7/ 50 Hz senza convertitore di frequenza.

Nel settore della corrente di trazione ferroviaria, è necessario modificare la OAEI per fissare incentivi all'investimento migliori e più sostenibili per le FFS. Il sistema di approvvigionamento della corrente di trazione utilizza una frequenza di 16,7 Hz, diversamente dal sistema di approvvigionamento elettrico comune che si basa sulla frequenza di 50 Hz. La rete di trasporto della corrente di trazione riveste una funzione importante, ossia quella di trasportare energia ferroviaria destinata all'approvvigionamento della rete di linee di contatto necessaria all'esercizio ferroviario (cfr. grafico 1).

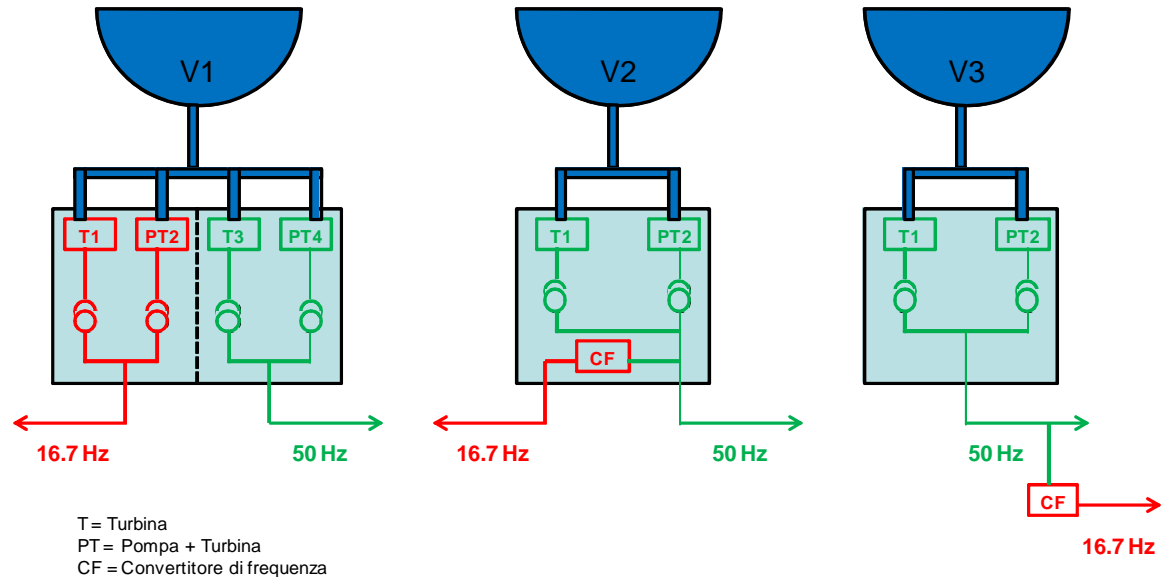
#### *Modifiche e spiegazioni*

Le FFS e le 13 ferrovie private in Svizzera esercitano centrali e reti elettriche proprie. Attualmente le FFS gestiscono una quota di oltre il 90% della rete di trasporto della corrente di trazione. Gran parte delle loro centrali sono centrali partner, utilizzate per produrre sia corrente a 50 Hz che corrente a 16,7 Hz. Le centrali partner possono avere una delle tre seguenti configurazioni:

1. centrale con macchine separate e doppio raccordo alla rete (16,7 Hz e 50 Hz);
2. centrale esclusivamente con macchine a 50 Hz, un convertitore di frequenza integrato nella centrale per la trasformazione da 50 Hz a 16,7 Hz (e viceversa) e doppio raccordo alla rete (16,7 Hz e 50 Hz);
3. centrale esclusivamente con macchine a 50 Hz, senza convertitore di frequenza nel sito della centrale e con raccordo alla rete esclusivamente a 50 Hz.



Grafico 1: Tipologie di centrali partner



La variante 1 corrisponde all'attuale tipologia delle centrali partner delle FFS. Nella centrale, le macchine per la corrente a 16,7 Hz e per quella a 50 Hz sono fisicamente separate. La gestione delle acque dell'invaso avviene individualmente: ogni partner utilizza liberamente la sua quota di acqua per la produzione o per il pompaggio. Non si applicano corrispettivi per l'utilizzazione della rete, né per la produzione a 16,7 Hz e a 50 Hz, né per il consumo proprio e per l'azionamento delle pompe (conforme all'art. 4 cpv. 1 lett. b LAEI).

Nelle varianti 2 e 3, le centrali dispongono solo di macchine per la produzione di corrente a 50 Hz. Nella variante 2, la corrente prodotta nella centrale può essere trasformata in corrente a 16,7 Hz mediante un convertitore di frequenza collegato alla sbarra colletttrice a 50 Hz della centrale, e quindi immessa nella rete, ovvero la corrente consumata nella centrale (per il pompaggio o il consumo proprio) può essere acquisita direttamente alla frequenza di 50 Hz, oppure alla frequenza di 16,7 Hz che viene poi trasformata in 50 Hz con il convertitore di frequenza. Il convertitore di frequenza consente di dimensionare i generatori e le pompe di una centrale partner per la sola frequenza di 50 Hz.

Questo aumenta la flessibilità di impiego della centrale per le FFS e per i suoi partner: sia per la produzione di corrente a 50 Hz che per la produzione di corrente a 16,7 Hz è possibile utilizzare l'intera potenza della centrale; ciò contribuisce a garantire la sicurezza di approvvigionamento. Inoltre è possibile sfruttare sinergie in sede di costruzione e di esercizio della centrale, poiché la ridondanza del sistema dovuta alle due frequenze (16,7 Hz e 50 Hz) si riduce. Anche i costi di investimento per un impianto a 50 Hz sono inferiori.

Secondo l'art. 2 cpv. 2 lett. b OAEI, la sbarra colletttrice a 50 Hz della centrale è parte integrante della rete di trasporto. L'acquisizione di energia elettrica attraverso il convertitore di frequenza implica quindi il versamento di un corrispettivo per l'utilizzazione della rete, cosa che penalizza la variante 2 rispetto alla variante 1 oggi utilizzata, e disincentiva gli investimenti nella nuova tecnologia (variante 2).

Come la variante 2, anche la variante 3 prevede l'utilizzo esclusivo di macchine a 50 Hz. Tuttavia, il convertitore di frequenza non è collegato alla sbarra colletttrice della centrale, ma si trova all'esterno di quest'ultima (magari anche a grande distanza). Per l'acquisizione di energia elettrica nella centrale (per il pompaggio e il consumo proprio) non devono essere versati corrispettivi per l'utilizzazione della rete (ai sensi dell'art. 4 cpv. 1 lett. b LAEI). Devono però essere versati corrispettivi per l'immissione di



energia elettrica nella rete a 16,7 Hz attraverso il convertitore di frequenza. In questo caso, la modifica proposta non comporta alcun cambiamento rispetto alla situazione attuale.

La norma contenuta nell'attuale art. 1 cpv. 3 OAEI costituisce un disincentivo a investire nella nuova tecnologia (centrale partner a 50 Hz con convertitore di frequenza integrato), poiché la rete di trasporto a 16,7 Hz è considerata consumatore finale e, ai sensi dell'art. 2 cpv. 2 lett. d OAEI, i convertitori di frequenza collegati alla sbarra collettiva della centrale sono considerati come appartenenti alla rete e quindi assoggettati al versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete (per il pompaggio e il consumo proprio). Con la legislazione attuale, la scelta della tecnologia (centrale 16,7 Hz o a 50 Hz) influenza quindi la redditività della centrale.

Secondo quanto da loro stesse affermato, le FFS investiranno nei prossimi anni centinaia di milioni di franchi per la costruzione e la modernizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica. Negli anni a venire, le FFS dovranno quindi prendere importanti decisioni su investimenti che implicano una scelta tra le tecnologie descritte. Le centrali partner a 50 Hz con convertitore di frequenza integrato non dovranno quindi essere penalizzate rispetto alle centrali partner a 50 Hz/16,7 Hz per quanto riguarda il corrispettivo per l'utilizzazione della rete. La modifica della disposizione tiene conto proprio di questo punto.

Affinché l'esercizio del convertitore di frequenza integrato nella centrale non comporti il versamento di corrispettivi per l'utilizzazione della rete, l'art. 1 cpv. 3 OAEI deve essere modificato. L'uso del convertitore di frequenza non dà quindi luogo al versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete se la corrente trasformata è direttamente in relazione con la produzione della centrale. Ciò si verifica quando l'energia elettrica prodotta nelle macchine a 50 Hz viene contemporaneamente immessa nella rete a 16,7 Hz attraverso il convertitore di frequenza integrato nella centrale. Per "*contemporaneamente*" si intende una rilevazione della potenza sull'arco di quindici minuti. Per *luogo unico* di trasformazione della corrente da 50 Hz a 16,7 Hz e viceversa mediante un convertitore di frequenza si intende un'unità economica e funzionale localizzata. Per l'esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete, il convertitore di frequenza deve essere direttamente integrato nella centrale.

Può accadere che l'energia elettrica immessa nella rete a 16,7 Hz attraverso il convertitore di frequenza provenga dalla rete a 50 Hz (ad esempio se le turbine della centrale sono fuori servizio o se producono con una potenza inferiore a quella richiesta dalla rete a 16,7 Hz) e non sia in relazione con la produzione della centrale. In questo caso, dal punto di vista della rete a 50 Hz, il convertitore di frequenza viene considerato consumatore finale e deve quindi essere versato un corrispettivo per l'utilizzazione della rete. L'esenzione dal pagamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete vale quindi solo per una produzione sufficiente, sotto il profilo della potenza, di corrente a 50 Hz; ciò significa che è esentata solamente la quantità di energia elettrica acquisita attraverso il convertitore di frequenza che viene anche contemporaneamente prodotta nell'impianto stesso nel quadro del contingente spettante alle FFS nella centrale partner.

Un altro caso che si potrebbe presentare è quello del consolidamento con scambio di quote d'acqua tra due partner di centrali (un partner turbina l'acqua e l'altro, nello stesso momento, la pompa). Nel caso in cui venga prodotta o pompata solamente la quantità netta, può accadere che venga effettivamente turbinata meno acqua di quella turbinata virtualmente dalle FFS nel loro piano previsionale. Per l'esenzione dal versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete non è determinante la produzione virtuale della centrale, ma quella effettiva.

L' esercente della centrale deve poter dimostrare l'ammontare del prelievo dalla rete a 50 Hz da parte del convertitore sia per quanto riguarda la quota rilevante per la centrale (proveniente dalla produzione propria e destinata all'azionamento delle pompe e al fabbisogno proprio), sia per la quota non rilevante per la centrale (e destinata all'immissione nella rete a 16,7 Hz). In questo modo si garantisce che possa essere fatta una distinzione fra i due casi.



Nel caso della variante 3, in cui il convertitore di frequenza si trova al di fuori della centrale, il corrispettivo non è toccato dalla modifica del testo di ordinanza: il prelievo di energia elettrica della rete a 50 Hz attraverso il convertitore di frequenza situato al di fuori della centrale continua a essere soggetto al versamento del corrispettivo per l'utilizzazione della rete. Come già detto, la nuova tecnologia permette alle FFS e ai partner di utilizzare in modo più flessibile la centrale e fornisce un importante contributo alla sicurezza di approvvigionamento. Per contro, la maggiore potenza disponibile presso le centrali per l'approvvigionamento a 50 Hz può rendere necessari potenziamenti della rete; eventualmente possono risultare costi per prestazioni di servizio relative al sistema dovuti alla messa in riserva di potenza supplementare. I costi derivanti ai gestori di rete vengono sostenuti da tutti i consumatori finali conformemente al modello del prelievo (secondo l'art. 4 cpv. 1 lett. b LAEI). Nel caso più comune, in cui la produzione viene immessa nella rete a 16,7 Hz attraverso il convertitore di frequenza, la rete a 50 Hz non viene toccata in alcun modo.

Questa applicazione vale esclusivamente per le FFS quali utilizzatrici della rete con un convertitore di frequenza 50 Hz/16,7 Hz integrato nella centrale e per la modalità d'esercizio sopra indicata, e non è applicabile ad altri utilizzatori della rete.

### **3.2. Art. 4 cpv. 1 OAEI**

#### *Modifica*

L'ultimo periodo dell'art. 4 cpv. 1 OAEI viene cancellato.

#### *Spiegazioni*

L'attuale art. 4 cpv. 1 OAEI prevede che la quota tariffaria per la fornitura di energia a consumatori finali con servizio universale si basa sui prezzi di costo di una produzione efficiente e su contratti di acquisto a lungo termine del gestore della rete di distribuzione. Se i prezzi di costo superano i prezzi di mercato, la quota tariffaria si basa su questi ultimi.

Questo approccio, che prevede che la quota tariffaria si basi sul minore dei due valori di riferimento, può comportare perdite per il gestore di rete, se il prezzo di mercato risulta inferiore al prezzo di costo (costo di produzione). Queste perdite sono conformi alle leggi di mercato, perché in condizioni di libera concorrenza non sarebbe possibile vendere al di sopra del prezzo di mercato. Esse, però, non sono compensate da utili corrispondenti quando i prezzi di costi sono inferiori ai prezzi di mercato. È anche ipotizzabile che la regolamentazione attuale non incentivi in misura sufficiente una produzione efficiente, dal punto di vista dei costi, al di sotto del prezzo di mercato. Inoltre vengono disincentivati gli investimenti in impianti di produzione da fonti rinnovabili che non sono registrati in un sistema di incentivazione, poiché in questo campo i costi di produzione (prezzi di costo) sono spesso superiori ai prezzi di mercato.

Nell'ottica del servizio universale e di una corrispondente remunerazione del gestore di rete è opportuno, almeno fino alla seconda fase di liberalizzazione del mercato, che la quota tariffaria per la fornitura di energia a consumatori finali con servizio universale si basi *unicamente* sui prezzi di costo di una produzione efficiente e su contratti di acquisto a lungo termine del gestore della rete di distribuzione. In tal modo si evita che i gestori delle reti di distribuzione accusino perdite non compensabili in altro modo e, inoltre, si fa in modo che le tariffe dell'elettricità rimangano a un livello adeguato. Ciò vale in particolar modo se si considerano gli obiettivi della nuova strategia energetica della Confederazione, che comporta un nuovo fabbisogno d'investimento, in particolare nel settore delle energie rinnovabili.

Dal punto di vista materiale, questa modifica corrisponde inoltre alla nuova prassi adottata dalla Commissione federale dell'energia elettrica (ECom) con l'istruzione 3/2012, in cui si annuncia che la



EICom rinuncia alla verifica dei prezzi di mercato di cui all'art. 4 cpv. 1, secondo periodo, OAEI. Nella nuova istruzione oltre a richiamare l'attenzione sulla possibile situazione di perdita, si osserva che i prezzi all'ingrosso sinora utilizzati per determinare il prezzo di mercato non possono essere utilizzati per verificare i prezzi al consumatore finale e che i prezzi all'ingrosso non contengono un'indennità per il possibile valore aggiunto ecologico, poiché si basano unicamente su prodotti di "corrente grigia".

L'esame dei prezzi di costo dal punto di vista dell'efficienza dei costi di produzione continua a essere di competenza della EICom. Lo schema di calcolo finora adottato dalla EICom in base all'istruzione 5/2008 è stato ripreso tale e quale nell'istruzione 3/2012.

Attraverso questa nuova regolamentazione non possono invece essere ottenuti altri effetti economici auspicabili, quali ad esempio maggiori incentivi per una produzione efficiente sotto il profilo dei costi. Nel quadro dell'attuazione della seconda fase di liberalizzazione del mercato, il Consiglio federale continua pertanto a propendere per un servizio universale conforme al mercato, attraverso tariffe elettriche orientate ai prezzi di mercato. La norma introdotta con la nuova regolamentazione si giustifica anche se è solo di natura transitoria in quanto, rispetto allo status quo, riduce le lacune esistenti, in particolare le possibili situazioni di perdita, istituendo anche un quadro normativo di più facile attuazione per il regolatore.

### **3.3. Art. 5 cpv. 1 e 6 OAEI**

#### *Modifiche*

L'art. 5 OAEI subisce la seguente modifica:

*1 La società nazionale di rete, i gestori di rete, i produttori e gli altri partecipanti adottano provvedimenti preliminari per garantire una gestione sicura della rete. A tal fine, tengono conto di trattati, norme e raccomandazioni internazionali di organizzazioni specializzate riconosciute, segnatamente delle direttive della «European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)», nonché delle raccomandazioni dell'Ispettorato federale della sicurezza nucleare.*

*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.*

#### *Spiegazioni*

Il 1° luglio 2009, i compiti organizzativi della «Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE)» sono stati ripresi dalla federazione dei gestori di rete europei (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity). È quindi necessario introdurre le modifiche "segnatamente delle direttive della European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)" e "norme e raccomandazioni internazionali di organizzazioni specializzate riconosciute". Occorre inoltre tenere conto delle raccomandazioni dell'Ispettorato federale della sicurezza nucleare (IFSN) in qualità di autorità di sorveglianza poiché le regole ENTSO-E non coprono tutti gli aspetti rilevanti sotto il profilo della sicurezza nucleare.

### **3.4. Art. 13 cpv. 3 lett. b OAEI**

#### *Situazione iniziale*

L'entità, e quindi la fissazione, del WACC è uno dei fattori principali che determinano la propensione ad investire dei gestori di rete. WACC è l'abbreviazione di "Weighted Average Cost of Capital". Il WACC rappresenta il tasso d'interesse medio atteso per il capitale di un'impresa, a sua volta composto da capitale proprio e capitale di terzi. Dal punto di vista metodologico, l'approccio WACC non si discosta molto dal classico interesse calcolatorio e descrive il "costo opportunità" di chi mette a disposizione il capitale. Indica quale rendimento medio ci si può aspettare sul capitale impiegato, tenendo conto del rischio affrontato.



La determinazione del WACC avviene con un approccio orientato al passato. Per determinare il costo del capitale proprio si applica il Capital Asset Pricing Model (CAPM), un modello tradizionale della teoria del mercato dei capitali.

Nel quadro della revisione dell'OAEI, l'attuale metodo di determinazione del WACC viene modificato sotto alcuni aspetti per ottenere un tasso per il costo del capitale per quanto possibile durevole e sostenibile, nel contesto delle esigenze della Strategia energetica 2050. L'approccio implica la possibilità di pianificare a lungo termine e lo "spianamento" dei picchi del valore del WACC attraverso un sistema di valori soglia.

### Concezione del WACC

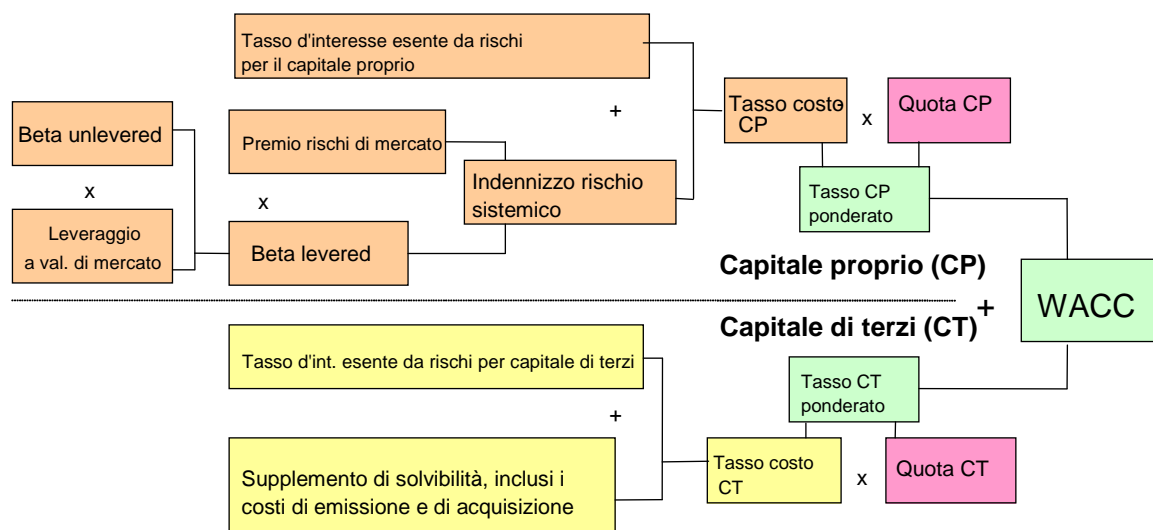
**Modello di calcolo (CAPM):** il CAPM prende, come tasso di base, un adeguato tasso di mercato, esente da rischio, per il capitale proprio. Alla parte esente da rischio si aggiunge, per il capitale proprio, un supplemento che serve a compensare i rischi assunti da chi mette a disposizione il capitale proprio. A questo scopo si determina, per mezzo di un'analisi di regressione, il rischio medio di un gruppo di riferimento quotato in borsa in rapporto al rischio medio di mercato delle imprese quotate in borsa. Questa relazione è espressa dal cosiddetto fattore Beta. Esso è pari a uno quando il rischio è uguale al rischio medio di mercato delle imprese quotate in borsa (è maggiore di uno se il rischio è maggiore del rischio medio). Il supplemento sul tasso d'interesse esente da rischi si calcola come prodotto del fattore Beta per la differenza di rendimento fra il tasso d'interesse per il rischio medio di mercato delle imprese quotate in borsa e il tasso d'interesse esente da rischi.

Gli elementi chiave per il calcolo del tasso d'interesse calcolatorio sono, in dettaglio:

- il tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio (CP),
- il premio per i rischi di mercato,
- il cosiddetto Beta levered, quale misura del rischio sistemico dei gestori delle reti elettriche,
- il tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi (CT),
- e il supplemento di solvibilità, inclusi i costi di emissione e di acquisizione.

Nel seguente grafico è illustrato il calcolo del WACC a partire dai singoli elementi. Esso risulta come la somma del tasso di costo del capitale proprio, ponderato nella misura del 40 per cento, e del tasso di costo del capitale proprio, ponderato nella misura del 60 per cento.

**Grafico 2:** Calcolo del WACC





Rimunerazione del capitale proprio: il Beta unlevered indica il rischio commerciale di un'impresa finanziata al 100 per cento con capitale proprio. Il Beta levered è il prodotto della moltiplicazione del Beta unlevered per il coefficiente di leva finanziaria, determinato dalla quota di capitale proprio del 40 per cento (leveraggio a valori di mercato). Il Beta levered viene moltiplicato per il premio per i rischi di mercato. Il risultato rappresenta l'indennizzo finanziario del rischio sistemico. Questo elemento viene adizionato al tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio. Il risultato, il cosiddetto tasso di costo del capitale proprio, viene moltiplicato per la quota di capitale proprio sul capitale complessivo. Ciò è visualizzato nella parte superiore del grafico.

Rimunerazione del capitale di terzi: a questo bisogna aggiungere la remunerazione del capitale di terzi, visualizzata nella parte inferiore del grafico. In questa parte del calcolo, al tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi viene aggiunto un supplemento di solvibilità (inclusa un'aliquota forfettaria per i costi di emissione e di acquisizione). Il tasso di costo del capitale di terzi risultante viene moltiplicato per la quota di capitale di terzi sul capitale complessivo.

Il WACC è la somma del tasso di costo del capitale proprio e del tasso di costo del capitale di terzi, adeguatamente ponderati.

#### *Modifiche e spiegazioni*

L'attuale metodo di calcolo porta, nel confronto internazionale, a un WACC tendenzialmente più basso e volatile. In considerazione delle esigenze della Strategia energetica 2050 occorre domandarsi se l'attuale WACC sia idoneo a fornire, a lungo termine, la necessaria sicurezza economica agli investimenti. Come già detto, gli investimenti necessari fino al 2050 sono attualmente stimati a circa 3,9 - 12,6 miliardi di franchi per la rete di distribuzione e a circa 2,5 miliardi di franchi per la rete di trasporto. L'attuale metodo deve essere adeguato nell'ottica della Strategia energetica 2050, per rispondere all'esigenza, ad essa legata, di indennizzare gli investimenti a condizioni di mercato.

Le principali caratteristiche del nuovo approccio sono le seguenti:

- Si ottiene uno "spianamento" dei picchi dei valori dei parametri di rischio fondamentali, e di conseguenza si riduce la volatilità dei costi del capitale proprio.
- Si crea un legame più forte con l'attuale livello dei tassi, poiché, per il tasso d'interesse esente da rischi, invece di utilizzare una media quinquennale del rendimento delle obbligazioni della Confederazione con scadenza a dieci anni, si utilizza una media annuale.
- Il premio per i rischi di mercato viene calcolato come valore medio fra una media aritmetica e una media geometrica. Questa rappresenta attualmente la migliore prassi per la determinazione del premio per i rischi di mercato.
- Il Beta viene determinato in maniera empirica. A questo riguardo, bisogna aver cura di migliorare costantemente il peer group.
- La quota di capitale proprio viene portata dal 30% al 40%, per rispecchiare meglio la struttura del capitale del peer group. In considerazione dell'entità del WACC, gli adeguamenti della quota del capitale proprio hanno generalmente un'importanza molto ridotta.
- Finora, i costi di emissione e di acquisizione non sono stati presi in considerazione per il calcolo del WACC ed erano computabili come costi d'esercizio. Ora viene introdotto un supplemento forfettario per i costi di emissione e di acquisizione del capitale di terzi. Ciò implica che, in futuro, tali costi non potranno più essere fatti valere separatamente come costi d'esercizio (nessun doppio conteggio).





- Non viene introdotto alcun "premio per la dimensione" (size premium), poiché si tratta di una regolazione di settore. In ambito internazionale, un supplemento di questo genere è inusuale in tale ambito.

In dettaglio, per i parametri di rischio fondamentali si applicano le seguenti regole:

Tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio: il tasso d'interesse esente da rischi corrisponde al rendimento conseguito con un investimento esente da rischi. A questo riguardo occorre basarsi su un tasso d'interesse a lungo termine, perché si tratta di determinare i costi del capitale per investimenti a lungo termine. Il tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio viene calcolato sulla base del rendimento delle obbligazioni della Confederazione con scadenza a dieci anni, considerato come rendimento "zero coupon bond". Si considera la media dei dodici rendimenti mensili dell'ultimo anno (da gennaio a dicembre). Questi valori vengono utilizzati con valori limite predefiniti. Viene effettuato un adeguamento quando questi ultimi vengono superati, in senso positivo o negativo, due volte. Il limite inferiore del 2,5% previsto dal metodo tiene conto dell'inflazione attesa a lungo termine, assicurando un tasso d'interesse reale dell'1%. Questo modo di procedere prende in considerazione l'attuale prassi di valutazione degli investimenti applicata dalle imprese svizzere. Nel contempo viene definito un adeguato limite superiore.

Premio per i rischi di mercato: il premio per i rischi di mercato corrisponde al rendimento aggiuntivo (rispetto a quello di un investimento esente da rischi) che frutta agli investitori in cambio dell'assunzione del rischio azionario. Esso riflette la differenza a lungo termine fra il rendimento del mercato azionario e il rendimento di un investimento esente da rischi. Per il calcolo della media del rendimento del mercato azionario in un determinato periodo di tempo, dal punto di vista statistico è corretto utilizzare sia una media aritmetica che una media geometrica. Entrambe le possibilità di calcolare una media del rendimento del mercato azionario presentano vantaggi e svantaggi dal punto di vista della teoria della finanza. Per tenere meglio conto dei diversi vantaggi e svantaggi dei due metodi, il calcolo del rendimento dei mercati azionari viene effettuato sulla base del valore medio fra una media aritmetica e una media geometrica. Si tratta della migliore prassi dal punto di vista della teoria dei mercati finanziari. Il calcolo avviene sulla base dei valori di una lunga serie storica (dal 1926) e vengono fissati dei valori limite. Viene effettuato un adeguamento quando questi ultimi vengono superati, in senso positivo o negativo, due volte.

Beta levered: nel quadro della fissazione del tasso per il costo del capitale ai fini del calcolo dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete, il rischio commerciale (Beta unlevered) dei gestori di rete deve essere determinato indipendentemente dalla struttura del capitale. A questo scopo bisogna determinare un Beta unlevered rappresentativo, rilevando in un primo tempo i coefficienti Beta levered di imprese di confronto (peer group) per mezzo di un'analisi di regressione. Questo peer group è composto in parte da gestori di rete e in parte da imprese che sono anche attive in altri settori dell'economia energetica. In questo modo viene garantita la significatività statistica della misurazione, dal momento che il numero di puri gestori di rete quotati in borsa è limitato. I valori del Beta levered rilevati per le imprese di confronto vengono poi rettificati tenendo conto della struttura del capitale (financial risk). Da questa trasformazione risulta il Beta unlevered, che riflette il rischio commerciale (business risk) specifico di un'impresa o, calcolando la media, del peer group.

Il Beta levered necessario per definire il tasso di costo del capitale viene calcolato moltiplicando il Beta unlevered del peer group per il fattore di leva finanziaria stabilito a livello dei criteri di regolazione. Il fattore di leva finanziaria risulta dalla struttura del capitale definita, con il 40 per cento di capitale proprio e il 60 per cento di capitale di terzi sul capitale complessivo (leveraggio a valori di mercato).

I valori del Beta vengono utilizzati con valori limite predefiniti. Viene effettuato un adeguamento quando questi ultimi sono superati, in senso positivo o negativo, due volte. Inoltre, per quanto riguarda



l'ulteriore evoluzione del metodo di calcolo, occorre assolutamente fare in modo di aumentare la quota dei puri gestori di rete nel peer group. In questo modo si minimizza la probabilità di errore statistico.

Tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi: per il tasso d'interesse esente da rischi relativo al capitale di terzi, ci si cura di rispettare la congruenza con il profilo della scadenza del capitale di terzi delle imprese di approvvigionamento elettrico svizzere (cioè gestori della rete di trasporto e della rete di distribuzione). Si parte dal presupposto che la scadenza media del capitale di terzi sia di cinque anni. Per questa ragione si utilizza il rendimento medio delle obbligazioni della Confederazione con scadenza a cinque anni (rendimento "zero coupon bond"). I valori annui rilevanti sono determinati calcolando la media dei valori dei 12 mesi (da gennaio a dicembre). Questi valori vengono utilizzati con valori limite predefiniti. In questo caso, l'adeguamento viene effettuato già dopo il primo superamento, in senso positivo o negativo, dei valori limite, per tenere conto della maggiore flessibilità con cui i prestatori di capitale adeguano le loro richieste.

Supplemento di solvibilità inclusi i costi di emissione e di acquisizione: il supplemento sul costo del capitale di terzi dovuto al rischio di perdita viene determinato empiricamente nel seguente modo: per tenere conto della struttura del rischio sul mercato dell'elettricità svizzero, si utilizza la differenza fra l'indice dei titoli di debito di imprese svizzere, generalmente con solvibilità A e AA, e quello di un portfolio di titoli di debito esenti da rischio (AAA). Gli indici relativi ai titoli di debito con rating A e AA sono calcolati sulla base dell'indice LSID<sup>1</sup> del Credit Suisse, come media giornaliera non ponderata. Il valore medio degli spread dei titoli A e AA rispetto a AAA è indicato quale supplemento per il rischio (supplemento di solvibilità). Se il tasso d'interesse esente da rischi utilizzato per il calcolo dei tassi di costo del capitale di terzi è inferiore al 2 per cento, il supplemento di solvibilità viene determinato sulla media degli ultimi cinque anni (data finale: 31 dicembre dell'anno precedente). Se invece il tasso d'interesse esente da rischi utilizzato per il calcolo del tasso di costo del capitale di terzi è superiore al 2 per cento, si applica il valore medio dello spread dei titoli AA e A (media dell'ultimo anno civile).

Vengono poi aggiunti 50 punti base (0,5%) per i costi di emissione e di acquisizione (tasse di ammissione in borsa e di quotazione, management fees come indennità per la banca capofila, spese per inserzioni, prospetti, stampa, spese di gestione del conto ecc.). Ciò implica che questi costi non possono più essere fatti valere come costi d'esercizio. La verifica di queste condizioni è svolta dalla EI-Com.

I valori da attribuire ai diversi parametri in relazione ai valori limite sono indicati nella tabella 1.

**Tabella 1:** Valori limite per i parametri e i valori da utilizzare per il calcolo del WACC

<b>tasso d'interesse esente da rischi per il capitale proprio</b>				
meno di 3%	fra 3 e 4%	fra 4% e 5%	fra 5% e 6%	oltre 6%
2,5%	3,5%	4,5%	5,5%	6,5%

<b>premio per i rischi di mercato</b>			
meno di 4,5%	fra 4,5 e 5,5%	oltre 5,5%	
4,5%	5,00%	5,5%	

<sup>1</sup> Liquid Swiss Index Spread.



<b>Beta unlevered</b>				
meno di 0,25	fra 0,25 e 0,35	fra 0,35 e 0,45	fra 0,45 e 0,55	oltre 0,55
0,2	0,3	0,4	0,5	0,6

<b>tasso d'interesse esente da rischi per il capitale di terzi</b>							
meno di 2%	fra 2 e 2,5 %	fra 2,5 % e 3 %	fra 3 % e 3,5 %	fra 3,5 e 4%	fra 4 e 4,5%	fra 4,5 e 5%	oltre 5%
2,00%	2,25%	2,75%	3,25%	3,75%	4,25%	4,75%	5,00%

<b>spread AA &amp; A (incl. 50 bp per i costi di emissione e di acquisizione)</b>				
meno di 62,5 bp	fra 62,5 e 87,5 bp	fra 87,5 e 112,5 bp	fra 112,5 e 137,5 bp	oltre 137,5 bp
50	75	100	125	150

Dai valori rilevati per i parametri si risale ai valori da utilizzare per il calcolo del WACC secondo lo schema indicato nella tabella 1. Di regola, i valori dei parametri vengono calcolati fino alla terza cifra decimale, per evitare "casi limite".

Queste regole consentono di ridurre la frequenza di adeguamento del WACC. Il metodo fissa delle barriere verso l'alto e verso il basso, per evitare, per così dire, che la gittata del tiro risulti errata e il proiettile manchi il bersaglio per eccesso o per difetto.

Il WACC così calcolato deve essere utilizzato per tutti gli immobilizzi di capitale e per il capitale circolante netto necessario all'esercizio.

#### **4. Spiegazioni delle modifiche delle disposizioni transitorie**

##### **4.1. Art. 31b OAEI**

###### *Modifica*

Abrogazione dell'articolo in seguito alla sentenza del Tribunale amministrativo federale (TAF).

###### *Spiegazioni*

In una sentenza pilota dell'8 luglio 2010, il Tribunale amministrativo federale giunge alla conclusione che la disposizione dell'art. 31b OAEI non è applicabile perché contraria alla Costituzione e alla legge. Nel caso concreto su cui il TAF si è espresso, i costi delle prestazioni di servizio relative al sistema non possono essere addossati ai gestori delle centrali elettriche anziché ai consumatori finali.

Conformemente alla sentenza del TAF e all'art. 14 cpv. 2 LAEI, l'art. 31b OAEI deve quindi essere abrogato. Nel quadro della revisione della LAEI si valuterà se creare una base legale per questo articolo dell'ordinanza.

#### **5. Conseguenze**

Le modifiche della OAEI migliorano, rispetto alla situazione attuale, le condizioni economiche per i gestori di rete svizzeri, nel contesto delle esigenze poste dalla nuova strategia energetica della Confederazione. Vengono fissate condizioni quadro per gli investimenti che sono in linea con le esigenze della Strategia energetica 2050.

Tutte le misure economicamente rilevanti di questa revisione della OAEI sono finalizzate a migliorare la sicurezza di approvvigionamento; le condizioni per gli investimenti risultano infatti ottimizzate. È così possibile sostenere efficacemente l'attuazione della Strategia energetica 2050.



## 5.1. Conseguenze per l'economia

L'attuale metodo per il calcolo del tasso medio di costo del capitale (WACC) comporta, nel confronto internazionale, un basso tasso d'interesse sul capitale, che deve essere verificato e adeguato in considerazione delle maggiori esigenze che i gestori di rete sono chiamati a soddisfare nel quadro della Strategia energetica 2050. Per la remunerazione del capitale impiegato viene quindi definito un nuovo metodo che tiene meglio conto delle mutate esigenze.

A titolo di esempio, il nuovo metodo di calcolo del tasso medio di costo del capitale porterebbe, per il 2013, ad un tasso superiore di 0,57 punti percentuali al tasso calcolato con l'attuale metodo (questa differenza è dovuta al diverso trattamento dei costi di emissione e di acquisizione, che con il nuovo metodo vengono presi in considerazione attraverso un'aliquota forfettaria). La differenza dovuta al diverso metodo di calcolo può variare da un anno all'altro, perché ogni metodo tiene conto di una serie di grandezze variabili ed è quindi indicativo solo in misura parziale (a titolo comparativo i valori degli anni passati: 2009: 1,07%; 2010: 0,96%; 2011: 0,42%; 2012: 0,10%; 2013: 0,57%). Su scala nazionale, un aumento del WACC di 0,1 punti percentuali implica un aumento complessivo dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete di ca. 19 milioni di franchi; un aumento dello 0,57% del tasso medio di costo del capitale corrisponde pertanto a un incremento globale annuo dei corrispettivi di utilizzazione della rete pari a ca. 108 milioni di franchi. Attraverso questo fattore di moltiplicazione è possibile effettuare una buona stima delle reali variazioni annue. Per un ipotetico raccordo medio, un aumento del WACC di 0,1 punti percentuali significa un aumento del prezzo di circa lo 0,5 per cento. Questo aumento delle tariffe può risultare molto minore se non vengono utilizzati tutti e sette i livelli di rete. Ciò è rilevante per la modifica dei costi di rete per l'industria. Va inoltre considerato che il tasso d'interesse per i beni patrimoniali necessari all'esercizio, relativi a impianti messi in esercizio prima del 1° gennaio 2004, entro il 2014 aumenterà di 1 punto percentuale (cfr. art. 31a OAEI).

L'adeguamento del WACC migliora la propensione ad accettare i necessari investimenti da parte dei gestori di rete. L'intero capitale viene remunerato con il nuovo WACC e vengono quindi migliorate anche le possibilità di rifinanziamento. In questo modo si ha una maggiore garanzia di poter raggiungere gli obiettivi della Strategia energetica 2050, poiché il potenziamento e la trasformazione della rete sono fattori importanti non da ultimo per l'integrazione delle energie rinnovabili. Ulteriori elementi di coinvolgimento dei gestori di rete sono definiti nella strategia per le reti elettriche, nella quale sono definite le condizioni quadro e le procedure per un'evoluzione delle reti conforme alle esigenze degli utenti e al passo con i tempi.

Le modifiche a livello tariffario per la fornitura di energia in regime di servizio universale previste nella revisione della OAEI consentono di evitare eventuali perdite determinate dall'erogazione di queste prestazioni. Ciò non risulta possibile nella situazione attuale, poiché l'indennizzo si basa sui prezzi di costo, a meno che questi ultimi siano superiori al prezzo di mercato. In questo caso viene indennizzato solamente il prezzo di mercato. Si tratta quindi di passare a una regolamentazione basata unicamente sui prezzi di costo, che eviti possibili perdite. Le tariffe continueranno a essere verificate dalla EICOM. Poiché la EICOM, con la sua recente istruzione 3/2012, segue una prassi che corrisponde già a questa modifica di ordinanza, le conseguenze di fatto risultano minime. Il nuovo testo dell'articolo fornisce tuttavia alle imprese un quadro di riferimento affidabile e maggiore certezza giuridica in quanto elimina la divergenza esistente tra l'istruzione della EICOM e l'attuale testo di ordinanza. Un altro passo su cui occorrerebbe tuttavia riflettere in vista di un'ulteriore apertura del mercato è l'adeguamento graduale del servizio universale alle condizioni di un mercato liberalizzato. Questo passo richiede un'approfondita analisi economica, soprattutto anche per quanto riguarda la definizione di un prezzo competitivo adatto alla regolazione.

Nell'ambito della revisione dell'ordinanza, è inoltre prevista una modifica, rilevante per le attività di investimento, delle regole che riguardano le centrali partner delle FFS. L'adeguamento consente di eliminare alcuni fattori che ostacolano gli investimenti nelle centrali, riducendo i costi per l'economia



svizzera. Le modifiche atte a promuovere gli investimenti delle FFS e delle ferrovie private implicano oneri di misurazione supplementari, che però sono di gran lunga compensati dal potenziale di riduzione dei costi; la Confederazione non è tuttavia in grado di quantificare già ora tali oneri.

Sono previsti anche altri piccoli adeguamenti della OAEI, derivanti in gran parte da sentenze passate in giudicato del Tribunale amministrativo federale e dalla composizione di organizzazioni internazionali del settore elettrico.

## **5.2. Conseguenze per la Confederazione**

Gli oneri che la Confederazione dovrà sostenere e per l'esecuzione delle modifiche previste sono ridotti. Nel caso del WACC, si dovrà solo effettuare annualmente un adeguamento sulla base del nuovo metodo di calcolo. Anche per quanto riguarda l'adeguamento delle tariffe non vi saranno oneri di esecuzione aggiuntivi. È possibile che i costi dell'attività di controllo della EICOM aumentino leggermente; ciò vale anche per i costi di controllo degli adeguamenti inerenti al settore ferroviario. In considerazione dell'effetto di incentivazione che si persegue con la revisione della OAEI, i possibili costi aggiuntivi non sono ritenuti sproporzionati. Gli oneri di esecuzione causati dagli altri adeguamenti sono trascurabili. Non si prevede pertanto alcuna conseguenza in termini di personale.

## **5.3. Conseguenze per i Cantoni**

Questa revisione d'ordinanza non ha alcuna conseguenza diretta per i Cantoni.