

Atto n. 57/07

**CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEGLI ONERI E PER LA PROMOZIONE
DELL'EFFICACIA E DELL'EFFICIENZA NELLO SVOLGIMENTO DELLE ATTIVITÀ
DI SMANTELLAMENTO DELLE CENTRALI ELETTRONUCLEARI DISMESSE, DI
CHIUSURA DEL CICLO DEL COMBUSTIBILE E ATTIVITÀ CONNESSE E
CONSEQUENTI**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti ai sensi dell'articolo 9, comma 2, del decreto interministeriale 26 gennaio 2000 e successive modificazioni.

20 dicembre 2007

Premessa

Il presente documento propone per la consultazione gli orientamenti definitivi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) per la definizione di specifici criteri finalizzati a promuovere l'accelerazione delle attività e i recuperi di produttività nello svolgimento delle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e delle attività connesse e conseguenti, svolte dalla società SO.G.I.N. - Società Gestione Impianti Nucleari Spa (di seguito: la Sogin), ai fini della rideterminazione degli oneri connessi alle suddette attività (di seguito: oneri nucleari).

Dal momento che i costi di tali attività concorrono a definire gli "oneri nucleari" a carico dei consumatori di energia elettrica tramite una specifica componente tariffaria (A2), la finalità del presente documento è anche quella di promuovere un più efficiente utilizzo della risorse rese disponibili dai clienti finali del servizio elettrico nazionale.

Osservazioni e suggerimenti dovranno pervenire all'Autorità, in forma scritta, entro il 31 gennaio 2008.

Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: posta, fax o e-mail.

***Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione tariffe***

piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02 65565311 fax 0265565222
e-mail: **tariffe@autorita.energia.it**
sito internet: **www.autorita.energia.it**

INDICE

Premessa.....	2
1 Definizioni	4
2 Quadro normativo di riferimento	4
3 Criteri adottati dall’Autorità nei propri provvedimenti.....	6
4 Criticità emerse	7
5 Esigenze di revisione dei criteri	8
6 Oggetto della consultazione e obiettivi perseguiti	9
7 Metodi di riconoscimento dei costi.....	10
8 Riconoscimento di costi per attività esterne commisurate all’avanzamento	10
9 Riconoscimento di costi per gli investimenti relativi alle attività non commisurate all’avanzamento	11
10 Riconoscimento degli altri costi, compresi i costi del personale impiegato in costruzioni in economia	11
11 Flussi informativi	15

1 Definizioni

1.1 Ai fini della piena comprensione dei contenuti del presente documento, è necessario chiarire preliminarmente il significato di alcuni termini. Nei paragrafi successivi saranno infatti utilizzate le seguenti definizioni:

- a) attività commisurate all'avanzamento: le azioni finalizzate alla realizzazione degli obiettivi della commessa nucleare. Sono costituite dalle attività di smantellamento delle centrali e degli impianti e di chiusura del ciclo del combustibile;
- b) attività non commisurate all'avanzamento: le azioni relative al mantenimento in sicurezza dei siti nucleari e alle attività amministrative e gestionali, per le quali non è misurabile l'avanzamento fisico;
- c) centrale: le centrali elettronucleari dismesse di Caorso, Latina, Trino, Garigliano;
- d) ciclo del combustibile: le attività relative alla produzione del combustibile nucleare e alla gestione del combustibile irraggiato;
- e) commessa nucleare: le attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e le attività connesse e conseguenti;
- f) disponibilità finanziarie di competenza della commessa nucleare: le disponibilità finanziarie derivanti:
 - i. dalle disponibilità finanziarie conferite alla Sogin dall'Enel all'atto della costituzione della medesima Sogin e relative agli acconti nucleari;
 - ii. dalle erogazioni da parte della Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (CCSE) a valere sul conto "Oneri per il finanziamento delle attività nucleari residue" alimentato dalla componente tariffaria A2;
 - iii. dalle sopravvenienze attive derivanti dalle attività di *decommissioning* e di valorizzazione dei siti e delle infrastrutture esistenti ai sensi dell'articolo 1, comma 102, della legge n. 239/04;
 - iv. dalla gestione finanziaria delle disponibilità medesime;
- g) impianto: l'impianto di produzione del combustibile nucleare di Bosco Marengo di proprietà della Sogin e gli impianti di ricerca del ciclo del combustibile nucleare di proprietà dell'Enea, affidati in gestione alla Sogin (impianto Eurex del Centro di Saluggia, impianti OPEC 1 e Plutonio del Centro di Casaccia, impianto ITREC del Centro di Trisaia);
- h) oneri nucleari: l'onere generale di sistema ai sensi dell'articolo 1, comma 1, lettera a), della legge n. 83/03, posto a carico del consumatore di energia elettrica tramite la componente tariffaria A2, finalizzato alla copertura delle attività inerenti la commessa nucleare;
- i) programma nucleare: il programma delle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e delle attività connesse e conseguenti, trasmesso da Sogin all'Autorità ai sensi dell'articolo 9, comma 2, del decreto 26 gennaio 2000;
- j) sito nucleare: luogo dove sono ubicati una centrale o un impianto.

2 Quadro normativo di riferimento

2.1 L'articolo 13, comma 2, lettera e) del decreto legislativo n. 79/99¹ prevede che l'ENEL S.p.a. costituisca una società separata per lo svolgimento delle "attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e attività

¹ decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

connesse e conseguenti”, anche in consorzio con altri enti pubblici o società che, se a presenza pubblica, possono anche acquisirne la titolarità.

- 2.2 L’articolo 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79/99 stabilisce che gli oneri generali afferenti al sistema elettrico devono includere gli oneri della commessa nucleare e che la copertura di detti oneri deve essere a carico degli clienti finali del sistema elettrico nazionale. L’inclusione degli oneri della commessa nucleare tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico è anche prevista dall’articolo 1, comma 1, lettera a), della legge n. 83/03².
- 2.3 In data 31 maggio 1999 l’Enel Spa ha costituito la Sogin, operativa dall’1 novembre 1999 e avente per oggetto sociale l’esercizio delle attività relative alla commessa nucleare. Ai sensi dell’articolo 13, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99, le azioni della Sogin sono assegnate al Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica (ora Ministero dell’economia e delle finanze) e la medesima società si attiene agli indirizzi formulati dal Ministro dell’industria, del commercio e dell’Artigianato (ora Ministro dello sviluppo economico). Pertanto attualmente la Sogin è di proprietà del Ministero dell’Economia.
- 2.4 Il decreto del Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato 7 maggio 2001 ha definito gli indirizzi strategici ed operativi della Sogin. Detti indirizzi strategici prevedono che Sogin, tra l’altro, debba provvedere alla disattivazione accelerata di tutti gli impianti elettronucleari dismessi “entro venti anni”, procedendo direttamente allo smantellamento fino al rilascio incondizionato dei siti. Detti indirizzi strategici sono stati in parte modificati con successivi provvedimenti (decreto interministeriale 2 dicembre 2004³, direttiva ministeriale 28 marzo 2006⁴), relativamente alla strategia di messa in sicurezza del combustibile nucleare irraggiato.

Ruolo dell’Autorità

- 2.5 L’articolo 3 della legge n. 481/95⁵, istitutiva dell’Autorità, demanda all’Autorità specifiche attribuzioni in materia di oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori di realizzazione di centrali nucleari e dalla chiusura delle stesse.
- 2.6 In particolare, l’articolo 3, comma 2 della legge n. 481/95, prevede che “l’Autorità accerta, inoltre, la sussistenza di presupposti delle voci derivanti dalla reintegrazione degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari ed alla chiusura definitiva delle centrali nucleari”. Il quinto periodo del medesimo comma prevede che “l’Autorità verifica la congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura”.
- 2.7 L’esistenza di detto potere di accertamento trova conferma nel decreto interministeriale 26 gennaio 2000⁶, successivamente modificato dal decreto interministeriale 3 aprile 2006⁷.

² decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 aprile 2003, n. 83.

³ decreto del Ministro delle Attività Produttive, 2 dicembre 2004.

⁴ direttiva del Ministro delle Attività Produttive n. 5023 del 28 marzo 2006, recante indirizzi strategici e operativi alla società Sogin Spa per il trattamento e riprocessamento all’estero del combustibile nucleare irraggiato proveniente da centrali nucleari dimesse.

⁵ legge 14 novembre 1995, n. 481.

⁶ decreto del Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato, di concerto con il Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica, 26 gennaio 2000.

⁷ decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell’Economia e delle Finanze, 3 aprile 2006, di modifica del decreto interministeriale 26 gennaio 2000.

- 2.8 L'articolo 9, comma 1, di detto decreto prevede che la Sogin trasmetta “entro il 31 marzo di ogni anno, all'Autorità per l'energia e il gas, un dettagliato programma di tutte le attività di cui all'art. 8, anche se svolte da altri soggetti, con riferimento ad un arco temporale possibilmente triennale, con il preventivo dei relativi costi ed una relazione sulle attività e sui costi a consuntivo relativi all'anno precedente”.
- 2.9 L'articolo 9, comma 2, del medesimo decreto dispone che ogni anno, entro il 30 giugno “l'Autorità ridetermina gli oneri di cui all'art. 8 ed aggiorna l'onere annuale, sulla base del programma e della relazione di cui al comma 1 e tenendo conto di criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previste al medesimo articolo”, nonché tenendo conto degli oneri già reintegrati sulla base di quanto disposto dai provvedimenti in materia del Cip, come modificati dalla deliberazione n. 58/98⁸, e di quanto previsto dalla deliberazione n. 161/98⁹.
- 2.10 L'articolo 9, comma 2, del medesimo decreto prevede che l'Autorità comunichi al Ministro delle attività produttive (ora Ministro dello sviluppo economico) e al Ministro dell'economia e delle finanze le proprie determinazioni in merito, che diventano operative sessanta giorni dopo la comunicazione, salvo diverse indicazioni dei Ministri medesimi.

Provvedimenti dell'Autorità

- 2.11 I principali provvedimenti adottati dall'Autorità in relazione agli oneri nucleari sono qui di seguito ricordati:
- a) la deliberazione n. 58/98, relativa alla verifica di congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura e determinazione di oneri ammessi a reintegrazione;
 - b) deliberazione n. 71/02¹⁰, relativa alla rideterminazione degli oneri nucleari per il triennio 2002-2004;
 - c) deliberazione n. 66/05¹¹, relativa alla determinazione degli oneri nucleari a consuntivo per il triennio 2002-2004;
 - d) deliberazione n. 103/06¹², relativa alla determinazione degli oneri nucleari a consuntivo per l'anno 2005, successivamente rettificata dalla deliberazione n. 107/06¹³;
 - e) deliberazione n. 174/06¹⁴, relativa alla rideterminazione degli oneri nucleari per l'anno 2006;
 - f) deliberazione n. 121/07¹⁵, relativa alla determinazione a consuntivo degli oneri nucleari per l'anno 2006.

3 Criteri adottati dall'Autorità nei propri provvedimenti

- 3.1 I criteri di determinazione ai fini dell'adozione dei provvedimenti di determinazione degli oneri nucleari di cui al decreto 26 gennaio 2000, si basavano sul riconoscimento dei costi relativi alle attività in avanzamento sulla base di una valutazione degli stessi in relazione

⁸ deliberazione 12 giugno 1998, n. 58/98.

⁹ deliberazione 22 dicembre 1998, n. 161/98.

¹⁰ deliberazione 23 aprile 2002 n. 71/02.

¹¹ deliberazione 13 aprile 2005 n. 66/05.

¹² deliberazione 25 maggio 2006 n. 103/06.

¹³ deliberazione 1 giugno 2006, n. 107/06.

¹⁴ deliberazione 31 luglio 2006, n. 174/06.

¹⁵ deliberazione 29 maggio 2007, n. 121/07.

all'avanzamento fisico delle attività e ai preventivi a vita intera e sul riconoscimento dei costi delle attività non commisurate all'avanzamento sulla base di un confronto con la media storica degli stessi e della loro incidenza sui costi complessivi del programma.

4 Criticità emerse

- 4.1 Le attività istruttorie realizzate ai fini dell'adozione dei successivi provvedimenti per la rideterminazione degli oneri nucleari (e in particolare, la deliberazione n. 66/05 , n. 103/05 e 107/05 , n. 174/06 e n. 121/07) hanno evidenziato una serie di importanti criticità nella realizzazione della commessa nucleare.

Ritardi

- 4.2 Si è rilevato prima di tutto un progressivo accumularsi di ritardi nello svolgimento delle attività di smantellamento delle centrali e degli impianti e di chiusura del ciclo del combustibile (50,4% registrato nel triennio 2002 – 2004 rispetto ai preventivi elaborati nel 2001, 42% nel 2005 rispetto ai preventivi rivisti nel 2004, 10% nel 2006 relativi al 2005), che hanno comportato frequenti aggiornamenti delle previsioni.
- 4.3 I ritardi accumulati sono imputabili in parte ad incertezze normative su aspetti essenziali per lo smantellamento quali la localizzazione del deposito nazionale dei rifiuti radioattivi, in parte alla complessità delle procedure autorizzative, in parte alle incertezze tecnologiche relative alla strategia di smantellamento (soprattutto per quanto riguarda gli impianti e la centrale elettronucleare di Latina) e in parte al fatto che la Sogin non è stata sufficientemente capace di gestire i fattori esogeni di ritardo.
- 4.4 L'Autorità ha in ogni caso ragione di ritenere che una maggior responsabilizzazione di Sogin sul controllo dei tempi di realizzazione del programma di attività, che appaiono cruciali nel dimensionamento complessivo del costo relativo al *decommissioning*, possa produrre effetti positivi. In particolare, possono avere sicuramente effetti positivi un costruttivo rapporto con le autorità di controllo (APAT).
- 4.5 In questa ottica è auspicabile un coinvolgimento della Sogin, nelle forme più opportune, nel gruppo di lavoro recentemente costituito su iniziativa del Ministero dello sviluppo economico (MSE, APAT, Enea e Regioni) per la definizione delle procedure relative alla scelta del deposito nazionale di superficie per i rifiuti radioattivi.

Crescita dei costi delle attività non commisurate

- 4.6 Parallelamente al crescere dei ritardi nello svolgimento della commessa, si è registrata in questi anni una elevata incidenza dei costi delle attività non commisurate all'avanzamento: in media detti costi rappresentano circa il 70% del totale dei costi annuali della commessa nucleare.
- 4.7 L'elevata incidenza di detti costi è, in parte, dovuta al rallentamento delle attività commisurate all'avanzamento e, in parte, alle esigenze di sicurezza e di gestione delle centrali e degli impianti, spesso dettate da specifiche disposizioni di legge e dalle singole licenze di esercizio, che impongono costi fissi certamente superiori a quelli di ambiti industriali "tradizionali". Detti costi potrebbero significativamente diminuire solo a fronte dell'incremento dell'avanzamento fisico della commessa nucleare, e della concomitante progressiva riduzione delle misure di sicurezza necessarie.
- 4.8 I costi delle attività non commisurate all'avanzamento sono comunque aumentati nel tempo anche a seguito di precise scelte aziendali, relative soprattutto all'incremento degli organici, allocati prevalentemente presso la sede centrale della società.

- 4.9 Negli ultimi anni, è emersa anche la necessità, sempre a seguito del ritardo degli interventi di smantellamento, di garantire il mantenimento in sicurezza di centrali ed impianti con interventi significativi di manutenzione straordinaria (che è passata dai 2,5 milioni di euro del 2005 ai 17,3 milioni euro previsti per il 2007).

Mancanza di una adeguata ripianificazione a medio-lungo termine

- 4.10 Il programma a vita intera aggiornato costituisce il riferimento indispensabile per valutare l'effettivo avanzamento della commessa nucleare, l'avvicinamento agli obiettivi finali della stessa, la congruità delle attività previste nei programmi a breve e a medio termine, nonché i relativi costi. Peraltro, il decreto interministeriale 26 gennaio 2000 prevedeva originariamente che i programmi della Sogin facessero riferimento a "un orizzonte anche pluriennale".
- 4.11 Negli ultimi anni, non è stata più aggiornata la programmazione a medio e lungo periodo delle attività. L'ultimo programma a vita intera trasmesso dalla Sogin all'Autorità risale al 27 dicembre 2004 (che prevedeva il completamento della commessa nucleare al 2024 e un costo complessivo pari a 4.052 milioni di euro, al netto degli imprevisti stimati 377,6 milioni di euro) e risulta ampiamente superato.
- 4.12 Pur in assenza di un programma a vita intera aggiornato, è prevedibile, comunque, fin da ora un aumento considerevole dei costi e dei tempi della commessa nucleare, dovuto sia ai ritardi accumulati nel tempo, sia alle recenti scelte strategiche relative alla messa in sicurezza del combustibile irraggiato.

5 Esigenze di revisione dei criteri

- 5.1 Il quadro sommariamente descritto ai punti precedenti, fa emergere la necessità di una sostanziale revisione della regolazione che definisce i criteri di riconoscimento dei costi della commessa nucleare. Appare evidente come sia necessario che la Sogin migliori drasticamente soprattutto l'efficacia (intesa come raggiungimento degli obiettivi) oltre che l'efficienza (intesa come realizzazione degli obiettivi al minor costo possibile) della commessa nucleare. Entrambi gli obiettivi dipendono fondamentalmente da una decisa accelerazione delle attività di smantellamento delle centrali e degli impianti e di chiusura del ciclo del combustibile, nonché dal contenimento dei costi delle attività non commisurate.
- 5.2 Proprio in questa prospettiva nel marzo 2006 l'Autorità ha emanato un primo documento per la consultazione per la definizione dei criteri di efficienza economica, che prevedeva l'introduzione di obiettivi di recupero di efficienza (*cap*) per i costi delle attività non commisurate all'avanzamento e un meccanismo di finanziamento *ex ante/ex post* per le attività in avanzamento, a seconda del loro grado di realizzabilità.
- 5.3 Le attività istruttorie relative alla rideterminazione degli oneri nucleari degli ultimi anni hanno peraltro messo in evidenza alcune difficoltà, rispetto alla effettiva realizzazione delle proposte contenute nel documento per la consultazione del marzo 2006, relative in particolare alla verificabilità delle procedure di allocazione dei costi nelle diverse tipologie di attività di cui si compone il programma nucleare.
- 5.4 In questa ottica, l'Autorità intende adottare, nei limiti del proprio ruolo e dei propri poteri in questo ambito, provvedimenti che favoriscano questo mutamento, individuando criteri per il riconoscimento dei costi della commessa nucleare che più incisivamente promuovano detta accelerazione.

6 Oggetto della consultazione e obiettivi perseguiti

- 6.1 Il presente documento propone, per la consultazione, gli orientamenti dell’Autorità per la revisione dei criteri di riconoscimento dei costi della commessa nucleare, con l’obiettivo primario di promozione dell’efficacia e dell’efficienza della commessa nucleare.
- 6.2 Come già sottolineato, il raggiungimento di detti obiettivi dipende in misura fondamentale dall’accelerazione delle attività di smantellamento delle centrali e degli impianti e di chiusura del ciclo del combustibile. In altri termini, nel caso della commessa nucleare, l’aumento dell’efficacia si riverbera anche positivamente sull’efficienza. Ciò dipende principalmente dal fatto che l’accelerazione dei tempi di smantellamento consente di beneficiare di consistenti risparmi sui costi di mantenimento in sicurezza.
- 6.3 In questa prospettiva l’Autorità intende proporre l’introduzione di nuovi meccanismi di riconoscimento dei costi tesi a promuovere l’accelerazione dei tempi di realizzazione del decommissioning delle centrali nucleari. In particolare l’Autorità intende proporre un meccanismo incentivante basato sullo scostamento tra obiettivi raggiunti e obiettivi preventivati.
- 6.4 Essenziale risulta, da questo punto di vista, la programmazione scorrevole a medio termine e a vita intera delle attività della commessa nucleare, al fine di monitorare l’avanzamento effettivo rispetto all’obiettivo finale di smantellamento e di rilascio incondizionato dei siti, nonché al fine di una corretta valutazione dell’affidabilità previsionale della Sogin e della congruità dei costi addebitati al programma.
- 6.5 Relativamente agli obiettivi di efficientamento, l’Autorità ritiene che questi possano essere efficacemente perseguiti prevedendo, da un lato, obiettivi obbligati di recupero di produttività (con riferimento alle attività non commisurate all’avanzamento) e, dall’altro, periodiche verifiche dei costi complessivi addebitati al programma, sulla base di regole ben definite circa la loro rendicontazione e la loro separazione contabile dalla attività svolte da Sogin che non rientrano nel programma nucleare.
- 6.6 In questo contesto, tenendo conto dei vincoli e dei riscontri ad oggi disponibili, l’Autorità ritiene di dover reimpostare le precedenti strategie di riconoscimento dei costi della commessa nucleare, sulla base dei seguenti principi:
- superare la regolazione basata sul criterio di riconoscimento preventivo/consuntivo su base annuale, al fine di fornire un quadro regolatorio più certo e stabile, almeno per un determinato numero di anni (periodo regolatorio);
 - adottare criteri di riconoscimento dei costi operativi riconducibili alle logiche di regolazione incentivante, al fine di contenere l’onere sul cliente finale;
 - introdurre, soprattutto in relazione alle esigenze di rafforzare l’efficacia dell’azione di *decommissioning*, un meccanismo premi/penalità per incentivare il raggiungimento degli obiettivi di *decommissioning* pre-fissati nei piani triennali, favorendo una accelerazione della chiusura della commessa nucleare. Tale obiettivo, oltre a ridurre i costi del programma, permetterebbe in tempi più rapidi il riutilizzo produttivo dei territori dove sono allocati centrali ed impianti;
 - definire in modo chiaro la natura e la pertinenza di alcune voci di costo che concorrono a definire l’entità degli oneri nucleari. In particolare si ritiene utile fissare precisi criteri rispetto a: modalità di addebito al programma degli investimenti o delle relative quote di ammortamento, l’entità dei capitali investiti nelle attività del programma cui riconoscere una congrua remunerazione e infine le strategie inerenti la politica del personale.

- 6.7 Si ritiene opportuno precisare che lo schema di criteri di efficienza economica proposti dal presente documento potrà essere oggetto di modifiche anche sostanziali sulla base dell'evoluzione del quadro normativo di riferimento, al fine di rendere detti criteri coerenti e rispondenti alle esigenze che emergono dalla suddetta evoluzione.

7 Metodi di riconoscimento dei costi

- 7.1 La commessa nucleare è caratterizzata da alcune peculiarità:
- è a carico integrale dei clienti finali elettrici che riconoscono sia i costi di capitale, sia i costi di esercizio;
 - i cespiti della commessa nucleare non sono “fattori produttivi” che necessitano di ricostituzione ai fini di garantire la continuità del servizio o della produzione negli anni. La commessa nucleare è una attività a termine, con gli investimenti residui destinati ad essere dismessi. Questo almeno per la maggior parte di essi;
 - la capitalizzazione del costo del personale assegnato alla commessa nucleare, non può essere riconosciuta, dal momento che, in base ai criteri di riconoscimento previsti nel presente documento, costituirebbe un doppio riconoscimento dei relativi costi;
 - per il fatto che si tratta di attività molto peculiari, esistono oggettive difficoltà nel giudicare se un investimento sia efficiente o meno.
- 7.2 Anche in considerazioni di tali peculiarità, l'Autorità intende prevedere due distinti metodi per il riconoscimento dei costi:
- un metodo di riconoscimento basato su autorizzazione di massima a preventivo e riconoscimento definitivo a consuntivo da applicarsi ai costi esterni e agli investimenti, relativi alle attività commisurate all'avanzamento, e agli investimenti relativi alle attività non in avanzamento, ad esclusione dei costi interni capitalizzati;
 - uno schema sostanzialmente riconducibile a modelli di tipo *revenue cap* per gli altri costi, con l'introduzione di un meccanismo di incentivi/penalità legato all'avanzamento fisico delle attività commisurate.
- 7.3 L'applicazione dei criteri sopra ricordati si basa sulla disponibilità di un programma a vita intera aggiornato, nonché di un programma triennale, che sono il riferimento essenziale ai fini del riconoscimento a preventivo dei costi esterni e degli investimenti relativi alle attività commisurate all'avanzamento, nonché della definizione degli incentivi e delle penalità legate all'avanzamento fisico delle attività commisurate.

- | | |
|----|---|
| S1 | Si condivide l'impostazione di base che prevede due distinte metodologie per il riconoscimento dei costi? |
| S2 | Si ritiene che i costi esterni e gli investimenti di Project Management debbano essere riconosciuti a consuntivo con meccanismi analoghi a quelli previsti per i costi esterni e gli investimenti delle attività commisurate? Motivare un'eventuale risposta affermativa. |

8 Riconoscimento di costi per attività esterne commisurate all'avanzamento

- 8.1 L'Autorità propone per il riconoscimento dei costi esterni e degli investimenti per le attività commisurate all'avanzamento criteri in sostanziale continuità con quelli sin qui adottati, cioè di riconoscere tali costi integralmente nell'anno in cui si manifestano, dopo una tipica analisi preventivo/consuntivo
- 8.2 L'efficienza nello svolgimento delle attività in avanzamento può essere raggiunta, secondo l'opinione dell'Autorità, mediante il ricorso a gare ad evidenza pubblica per l'assegnazione dei lavori di smantellamento.

- 8.3 Qualora per talune attività non ci sia la possibilità di scegliere tra più fornitori, fatto di cui ci dovrà essere adeguata documentazione verificabile, sarà necessario il ricorso a valutazioni di congruità di tipo ingegneristico che dovranno essere predisposte dalla Sogin stessa a giustificazione dei costi sostenuti, almeno per commesse di ammontare superiore a 211.000 euro.
- 8.4 Questo metodo è destinato ad essere applicato a tutti i costi esterni (compresi gli investimenti) propri delle attività commisurate all'avanzamento ed esclude il riconoscimento dei costi di capitale (remunerazione del capitale e ammortamenti).

S3 Si condivide l'approccio proposto per il riconoscimento dei costi esterni relativi alle attività in avanzamento? Se no, per quali motivi? Che cosa si propone in alternativa?

9 Riconoscimento di costi per gli investimenti relativi alle attività non commisurate all'avanzamento

- 9.1 Diversa potrebbe essere l'impostazione per gli investimenti nelle attività non commisurate all'avanzamento, per i quali si potrebbe prevedere una continuità di esercizio anche dopo la chiusura della commessa nucleare, ove la Sogin prevedesse di proporsi come un futuro *player* nel mercato internazionale delle attività di *decomissioning*.
- 9.2 Per gli investimenti relativi alle attività non commisurate all'avanzamento, con l'esclusione dei lavori in economia, l'Autorità intende proporre due ipotesi alternative.
- 9.3 La prima prevede un trattamento del tutto analogo a quello previsto per i costi esterni relativi alle attività in avanzamento. Di fatto con questo primo approccio il costo per investimento sostenuto in un certo anno viene riconosciuto per intero.
- 9.4 La seconda prevede invece l'applicazione delle metodologie in uso nella regolazione delle *utilities* elettriche, con riconoscimento degli ammortamenti e di una remunerazione del capitale investito, determinando un WACC appropriato, tenuto conto della rischiosità delle attività Sogin relative alla commessa nucleare.

S4 In relazione ai criteri di riconoscimento per gli investimenti relativi alle attività non in avanzamento, al netto di eventuali costi interni capitalizzati, quale delle due ipotesi prospettate nel documento si ritiene preferibile e perché?

10 Riconoscimento degli altri costi, compresi i costi del personale impiegato in costruzioni in economia

Schema generale

- 10.1 Per i costi esterni relativi alle attività non commisurate all'avanzamento e per il costo del personale, ivi compresi i lavori in economia, l'Autorità intende introdurre criteri di riconoscimento dei costi basati su logiche di *revenue cap*.
- 10.2 Tale schema prevede che le analisi dei dati delle imprese siano svolte solo in relazione all'esigenza di determinare il livello del costo riconosciuto per il primo anno del periodo di regolazione, mentre negli anni successivi all'interno del periodo di regolazione si proceda con l'applicazione di fattori correttivi basati su criteri pre-definiti.
- 10.3 Anche considerato il carattere in qualche misura sperimentale dei meccanismi proposti, l'Autorità ritiene opportuno che il primo periodo regolatorio abbia una durata di tre anni, a partire dall'esercizio 2008.

S5	Si condivide l'ipotesi di adottare schemi di regolazione del tipo <i>revenue cap</i> per il riconoscimento dei costi del personale dei costi esterni per le attività non in avanzamento? Se no, per quale motivo e quale meccanismo alternativo si propone?
S6	Si concorda con la fissazione di un periodo di durata triennale? In caso contrario, quale durata si ritiene più opportuna e per quali motivi?

Livello dei costi riconosciuti per il primo anno del periodo di regolazione

- 10.4 In linea generale lo schema prevede che il livello dei costi riconosciuti per la copertura dei costi esterni delle attività non commisurate all'avanzamento e del costo del personale, per il primo anno di ciascun periodo di regolazione ($CNCA_{base}$) sia costruito sulla base dei dati contabili di un anno di riferimento (tipicamente l'anno n-2).
- 10.5 In deroga a questa regola di carattere generale, per l'anno 2008 il valore iniziale di $CNCA_{base}$ può essere calcolato facendo riferimento, alternativamente:
- alla media dei costi riconosciuti a consuntivo dall'Autorità dal 2002 in poi;
 - alla media dei costi riconosciuti dall'Autorità negli anni 2005 e 2006;
 - ai dati di preconsuntivo 2007, aggiornati a novembre 2007.
- 10.6 Per il primo anno dei successivi periodi di regolazione – quindi nel 2011, nell'ipotesi che la durata del primo periodo di regolazione sia di tre anni – $CNCA_{base}$ si ritiene debba essere basato, secondo lo schema generalmente applicato in questi contesti, sui dati consuntivi relativi all'anno n-2.

S7	Quale alternativa, tra quelle presentate al precedente punto 10.5 è ritenuta preferibile e perché?
----	--

Aggiornamento del livello del costo riconosciuto all'interno del periodo di regolazione

- 10.7 Per gli anni successivi all'interno di ciascun anno del periodo regolatorio i costi esterni delle attività non commisurate all'avanzamento e il costo del personale saranno riconosciuti annualmente sulla base del seguente criterio:

$$CNCA_n = CNCA_{base} * \prod_i^n (1 + I_i + Y_i - X) + Z_n + W_n$$

dove:

- $CNCA_n$ sono i costi esterni delle attività non commisurate all'avanzamento e il costo del personale riconosciuti nell'anno n;
- I_i è il tasso di variazione medio dell'anno i, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
- Y_i è fattore percentuale che tiene conto del verificarsi di eventi eccezionali e imprevedibili o di variazioni del quadro normativo;
- X è il fattore di riduzione annuale dei costi previsto per il periodo di regolazione;
- Z_n è l'incentivo/penalità riconosciuto alla Sogin nell'anno n al fine di accelerare le attività commisurate all'avanzamento di cui al successivo paragrafo;
- W_n è il fattore correttivo dell'anno n, correlato all'incentivo all'esodo di cui ai punti 10.12, 10.13 e 10.14.

S8	Si ritiene corretta la formula proposta per l'aggiornamento del costo riconosciuto all'interno del periodo di regolazione?
----	--

Fattore X

10.8 Nel fissare il valore di X per il primo periodo regolatorio, l’Autorità ritiene che si possa far riferimento ai valori di efficientamento adottati per gli altri servizi regolati, nel corrispondente primo periodo regolatorio, tenendo in conto le diverse caratteristiche delle attività connesse alla commessa nucleare; in particolare non si riscontrano effetti “volume” come quelli presenti nei servizi a rete e, nel caso specifico, ci si riferisce solo a una quota parte dei costi, essendo esclusi i costi di investimento, i costi relativi all’incentivo all’esodo e tutti i costi esterni commisurati all’avanzamento. L’Autorità stima che X potrebbe assumere un valore del 3-7%.

S9 Si ritiene adeguato il livello del fattore X proposto per il primo periodo di regolazione? Se no, perché? Quali alternative si ritiene possano intercettare meglio le specificità della Sogin?

Fattore Y

10.9 Quanto al fattore Y, l’Autorità ritiene debbano essere presi in considerazione:

- a) cambiamenti sostanziali negli indirizzi strategici ed operativi emanati dal Ministero dello sviluppo economico;
- b) modifiche nel quadro normativo di riferimento della commessa nucleare che comportino:
 - i. ritardo della data di disponibilità del deposito nazionale dei rifiuti radioattivi;
 - ii. definizione di livelli di rilascio all’ambiente più stringenti di quelli adottati come riferimento dalla Sogin;
 - iii. variazione del perimetro nucleare;
- c) rinvenimento di depositi di rifiuti radioattivi che non risultavano dalla documentazione delle centrali o degli impianti;
- d) eventi naturali catastrofici, quali inondazioni, allagamenti, terremoti etc;

S10 Si ritiene completo l’elenco di elementi di tipo straordinario che possono essere catturati dal fattore Y proposto del documento? Nel caso debbano essere considerati altri elementi, specificarne i motivi.

Fattore Z

10.10 L’Autorità ritiene che il meccanismo incentivante debba essere correlato alle attività di smantellamento delle centrali e degli impianti:

$$Z_n = K * CCA_n$$

dove

- K è un fattore di proporzionalità;
- CCA_n sono i costi esterni e gli investimenti relativi alle attività di smantellamento delle centrali e degli impianti, con l’esclusione di quelli relativi alla chiusura del ciclo del combustibile.

10.11 Quanto al valore di K, l’Autorità ritiene che ci possano essere più opzioni:

- prevedere una correlazione lineare tra l’incentivo e i costi sostenuti, simile ad una provvigione. Il valore di K potrebbe assumere un valore del 3-7%. Questo sistema si caratterizza per l’estrema semplicità applicativa, ma è scarsamente correlato con l’avanzamento fisico delle attività. E’ inoltre scarsamente incentivante nei confronti dell’ottimizzazione dei costi delle commesse esterne.
- prevedere una correlazione che faccia riferimento ad un indicatore di “tendenza”, come il rapporto $(CCA_n - CCA_{n-1}) / CCA_{n-1}$. Accanto al vantaggio di poter far riferimento a dati riscontrabili con facilità, anche questo metodo, però, soffre degli stessi inconvenienti del precedente. Inoltre, è facilmente condizionabile dalle politiche contabili adottate,

che possono rispondere a strategie non correlate con la fisicità delle attività. Una correlazione di questo genere dovrebbe inoltre essere accompagnata da un criterio di *cap* in quanto potrebbe portare a situazioni abnormi, dove, a CCA_{n-1} molto piccoli, al limite tendenti a 0, corrisponderebbero grandi premi senza molti sforzi.

- prevedere una correlazione simile alla precedente, ma sulla base di una grandezza rappresentativa dell'avanzamento fisico delle attività commisurate all'avanzamento. A tal fine, il parametro K potrebbe essere calcolato nel modo seguente.

$$K = 0 \quad \text{per } EV_n \leq 0,8$$

$$K = X * \left(\frac{CNCA_n}{CCA_n} \right) * \left(\frac{EV_n^2}{0,8} - 0,8 \right) \quad \text{per } EV_n > 0,8$$

dove:

- $EV_n = \sum_{i=1}^v (av_i * t_i) / \sum_{j=1}^w av_j * t_j$
- t_i è la valorizzazione economica, come prevista nel piano triennale preso a riferimento per il periodo regolatorio, di ogni task "i" effettivamente attivata fino all'anno n;
- t_j è la valorizzazione economica di ogni task "j" prevista, come attivabile fino all'anno n, dal piano triennale preso a riferimento per il periodo regolatorio;
- av_i è lo stato di avanzamento fisico effettivo di ciascuna task i fino all'anno n, come comunicato dalla Sogin e verificato dalla Autorità;
- av_j è lo stato di avanzamento fisico di ciascuna task j fino all'anno n, come previsto dal piano a vita intera e/o dal piano triennale preso a riferimento per il periodo regolatorio;
- v è il nro di task attivate effettivamente fino all'anno n;
- w è il numero di task previste in attivazione fino all'anno n della pianificazione di Sogin;
- X è il fattore di riduzione annuale dei costi previsto per il periodo di regolazione, di cui al precedente punto 10.7;
- $CNCA_n$ sono costi esterni delle attività non commisurate all'avanzamento e il costo del personale riconosciuti nell'anno n, di cui al precedente punto 10.7;
- CCA_n sono i costi esterni e gli investimenti relativi alle attività di smantellamento delle centrali e degli impianti, con l'esclusione di quelli relativi alla chiusura del ciclo del combustibile.

- S11 Si concorda con l'ipotesi di prevedere un incentivo correlato all'avanzamento della commessa? Se no, perché?
- S12 Quale dei tre approcci proposti per il dimensionamento del fattore Z si ritiene più appropriato?

Fattore W- Disposizioni relative al trattamento dell'incentivo all'esodo

10.12 L'esodo del personale è intrinseco alle logiche di smantellamento nucleare, dove motivi di sicurezza determinano presenze rilevanti di personale specialistico, che decadono a seguito di certi livelli di smantellamento. Gli incentivi all'esodo potrebbero pertanto risultare auspicabili anche dal punto di vista del cliente elettrico finale, nella misura in cui rappresentassero un costo inferiore a quello, attualizzato, che si dovrebbe sostenere se il personale corrispondente restasse in servizio fino al momento della quiescenza. L'intervento potrebbe risultare auspicabile anche in una prospettiva di sostituzione di competenze non più necessarie, con altre più focalizzate sulle attività residue.

10.13 L'incentivo all'esodo potrebbe pertanto risultare riconoscibile nella misura in cui promuove una riduzione dei costi prospettici proporzionalmente maggiori all'incentivo medesimo. Da questo punto di vista si può prospettare una doppia soluzione:

- può esistere un costo storico sistematico di incentivo all'esodo, valutato come media degli incentivi riconosciuti negli anni precedenti (stima 5 M€). Questo costo, valutato al netto degli eventuali accantonamenti, potrebbe essere incluso nei costi dell'anno base (2007 per il primo periodo regolatorio) e, da una parte concorrere a raggiungere l'obiettivo di efficientamento X, dall'altra essere soggetto al meccanismo di efficientamento medesimo per i restanti anni del periodo regolatorio. Questa scelta non può essere considerata una scelta metodologica definitiva; alla fine del periodo regolatorio si dovranno valutare le residue potenzialità di tale strumento;
- può esistere un costo straordinario, dovuto ad una specifica contingenza che rende conveniente questo tipo di interventi. In questo caso l'Autorità ritiene che l'investimento debba essere considerato come un'anticipazione di oneri futuri, e che pertanto debba essere restituito sottoforma di minor onere, al cliente finale in un determinato numero di anni.

10.14 Secondo queste ipotesi, il fattore W potrebbe essere fissato sulla base della seguente formula:

$$W_n = IE_{st,base} * \prod_i^n (1 + I_i - X) + (IE_n - \frac{\sum_j^s IE_j}{na})$$

dove:

- $IE_{st,base}$ è l'incentivo storico, sistematico riconosciuto nell'anno base di riferimento del periodo regolatorio;
- IE_n è l'incentivo straordinario che si rendesse necessario nell'anno n;
- IE_i sono eventuali incentivi straordinari riconosciuti negli anni passati e non ancora ammortizzati;
- na: periodo di ammortamento degli incentivi straordinari, che può estendersi anche in due periodi di regolazione;
- $1 < s < na$

S13	Si concorda con il metodo proposto per definire il fattore W?
-----	---

Ripartizione delle maggiori efficienze a fine periodo

10.15 L'Autorità intende prevedere che eventuali maggiori efficienze conseguite nel corso del periodo di regolazione siano ripartite simmetricamente tra Sogin e clienti finali del servizio elettrico, a partire dal secondo periodo regolatorio e ai fini della determinazione della nuova base dei costi efficientabili nel nuovo periodo.

S14	Si concorda con tale ipotesi di ripartizione delle maggiori efficienze a fine periodo? Se no, perché?
-----	---

11 Flussi informativi

11.1 L'Autorità ritiene che l'adozione di meccanismi incentivanti debba essere adeguatamente supportato in termini di informazioni rese disponibili dalla Sogin, sia in ragione delle esigenze di fissazione dei livelli iniziali del costo riconosciuto per ogni periodo regolatorio,

sia in relazione all'esigenze di monitoraggio sugli andamenti dei costi e soprattutto, nel caso di Sogin, dell'efficacia dell'azione di smantellamento.

Unbundling e reporting

- 11.2 Parallelemente alla presente consultazione l'Autorità ha in corso di definizione regole per la separazione contabile destinate specificamente a Sogin, che costituiscono la base di partenza, sul piano dei flussi di informazione, per una corretta segregazione dei costi tra attività oggetto di riconoscimento dei costi e attività svolte invece in contesti competitivi, volta principalmente a evitare impropri trasferimenti di oneri a carico dei clienti finali del servizio elettrico.
- 11.3 L'Autorità intende inoltre consolidare il flusso informativo, predisponendo un aggiornamento delle regole di *reportistica di dettaglio*.
- 11.4 Nello specifico la disciplina della separazione contabile consente di disporre dei dati economici e patrimoniali annuali a consuntivo, sulla base di precisi schemi contabili, nonché di una dettagliata relazione sulle attività svolte.
- 11.5 Le regole di *reportistica di dettaglio* consentono di completare l'informazione resa disponibile dai rendiconti annuali previsti dalla separazione contabile, mediante confronto tra preventivo e consuntivo delle singole voci, analisi sulle circostanze e gli avvenimenti che hanno condizionato l'attività, sulle motivazioni alla base delle modifiche dei programmi. In particolare con la *reportistica di dettaglio* vengono resi disponibili:
- un programma a vita intera aggiornato con cadenza triennale (salvo non siano intervenuti significative modifiche delle condizioni al contorno);
 - un programma triennale, aggiornato annualmente, che riporta il preventivo dei costi esterni;
 - prospetti di analisi degli scostamenti tra preventivo e consuntivo specifici per le attività commisurate all'avanzamento e gli investimenti e prospetti di dettaglio a complemento delle informazioni disponibili dai rendiconti annuali separati, corredati da una dettagliata relazione sulle attività svolte, sui risultati raggiunti, sulle circostanze e gli avvenimenti che hanno condizionato l'attività, sulle motivazioni alla base delle modifiche dei programmi.
- 11.6 La *reportistica di dettaglio* sarà definita in modo coerente con le esigenze che emergeranno in conseguenza dell'applicazione dei criteri di riconoscimento dei costi descritti nel presente documento. Parallelemente potranno essere sviluppate apposite aggiustamenti della disciplina della separazione contabile, in ordine all'esigenza di predisporre un quadro dei flussi informativi il più possibile completo. A supporto di tale esigenza si ritiene utile individuare procedure e format condivisi con Sogin e finalizzati a semplificare il processo di trasferimento dei dati.

Disposizioni relative alle tempistiche di presentazione dei rendiconti e dei provvedimenti conseguenti

- 11.7 Si ritiene che Sogin, debba presentare all'Autorità i seguenti documenti con le rispettive scadenze:
- le informazioni di cui al terzo alinea del punto 11.5 entro il 28 febbraio dell'anno n+1, al fine di consentire all'Autorità di assumere i propri provvedimenti di approvazione dei costi a consuntivo entro il 30 aprile dell'anno n+1;
 - le informazioni di cui al primo e secondo alinea del punto 11.5 entro il 31 ottobre dell'anno n, al fine di consentire all'Autorità di assumere i propri provvedimenti di approvazione del budget dell'anno n+1 entro il 31 dicembre dell'anno n.

11.8 Con riferimento all'anno 2007, i dati di consuntivo dovranno essere trasmessi entro il 28 febbraio 2008, al fine di consentire all'Autorità di assumere la propria decisione entro il 31 marzo 2008. Entro il 30 aprile 2008 l'Autorità definirà i meccanismi di regolazione del periodo regolatorio 2008-2010, subordinatamente alla presentazione del piano triennale e del piano a vita intera da parte di Sogin entro il 31 marzo 2008.

S15 Si concorda con la tempistica prevista?
