

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

464/2020/R/EEL

<p>RICONOSCIMENTO DEGLI ONERI NUCLEARI PER IL TERZO PERIODO REGOLATORIO</p>
--

*Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: elettricità*

17 novembre 2020

Premessa

Con deliberazione 417/2020/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di riconoscimento dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti (di seguito: oneri nucleari) svolte dalla Società gestione impianti nucleari S.p.a. (di seguito: Sogin), al fine di aggiornare i criteri di efficienza economica definiti per il periodo 2013-2016 con la deliberazione 194/2013/R/eel e successivamente prorogati fino al 2020 (di seguito indicato anche come: secondo periodo di regolazione).

Il presente documento si inserisce nell'ambito del suddetto procedimento e propone per la consultazione gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai meccanismi di riconoscimento degli oneri nucleari per il terzo periodo regolatorio.

Le proposte non riguardano i costi delle attività connesse alla realizzazione del Deposito nazionale e del Parco tecnologico, affidate a Sogin dal decreto legislativo n. 31/10. La definizione dei criteri di ammissibilità e delle modalità di riconoscimento di tali costi, inclusi quelli già sostenuti, sarà oggetto di uno specifico separato procedimento, a valle della pubblicazione della Carta nazionale delle aree potenzialmente idonee, come già precisato con la deliberazione 417/2020/R/eel.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità entro il 10 dicembre 2020.

Le osservazioni possono essere trasmesse unicamente attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità www.arera.it o, in alternativa, all'indirizzo pec istituzionale protocollo@pec.arera.it.

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lett.b) della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling

PEC: protocollo@pec.arera.it

sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. II dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Via dei Crociferi, 19, 00187, Roma, e-mail: rpd@arera.it.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

Executive Summary	7
Parte prima: contesto	11
1. Quadro normativo	11
2. Le disposizioni dell’Autorità in materia di oneri nucleari	12
Parte seconda: considerazioni in merito ai meccanismi di regolazione attivi nel secondo periodo regolatorio	16
3. Caratteristiche principali del secondo periodo di regolazione	16
4. Criticità rilevate nel secondo periodo di regolazione	18
Parte terza: orientamenti dell’Autorità	23
5. Avvio di procedimento e obiettivi della presente consultazione	23
6. Durata del periodo di regolazione	24
7. Misura delle <i>performance</i> del processo di <i>decommissioning</i>	26
8. Categorizzazione dei costi e loro regolazione	28
9. Meccanismi di incentivazione per l’avanzamento delle attività di <i>decommissioning</i>	38
10. Trattamento dei ricavi (e margini sulle attività per terzi)	39
11. Eventi imprevedibili ed eccezionali	42
12. Precisazioni in relazione a problematiche <i>unbundling</i>	44
13. Trasparenza	45
Parte quarta: fasi successive alla presente consultazione	47
14. Prossimi passi	47
Appendice 1 – Tempistiche previste nei programmi a vita intera di Sogin	48
Appendice 2 – Raccomandazioni Artemis	49
Appendice 3 – Caratteristiche principali della metodologia di misurazione dell’avanzamento fisico	51
Appendice 4 – Andamento dei costi riconosciuti e dei margini ottenuti da Sogin sulla commessa nucleare	53

Executive Summary

- Lo smantellamento, o *decommissioning*, delle centrali elettronucleari e degli impianti di ricerca del ciclo del combustibile e di processamento del combustibile nucleare dismessi è affidato per legge a Sogin; l’Autorità ha, per legge, la funzione di stabilire i criteri di efficienza economica che disciplinano il riconoscimento dei costi sostenuti da Sogin per la “commessa nucleare”. I costi riconosciuti a Sogin (“oneri nucleari”) sono coperti attraverso una componente degli “oneri generali di sistema” a carico di tutte le tipologie di utenza del servizio elettrico. Il quadro normativo è analizzato in maggior dettaglio nel capitolo 1 di questo documento per la consultazione.
- Il programma di smantellamento ha subito finora diversi ritardi e difficoltà di varia natura (*cf*r Appendice 1), che l’Autorità ha ripetutamente segnalato nelle proprie determinazioni annuali. Dal 2008, l’Autorità ha introdotto dei periodi di regolazione, di durata pluriennale; sia il primo periodo di regolazione (iniziato nel 2008), sia il secondo periodo (iniziato nel 2013) si sono in effetti protratti per un numero di anni superiore a quanto inizialmente previsto, a causa delle difficoltà sintetizzate, con particolare riferimento agli ultimi anni, nel capitolo 2.
- La regolazione vigente nel secondo periodo di regolazione è stata caratterizzata da una articolata classificazione delle tipologie di attività svolte da Sogin; a ciascuna tipologia di attività corrisponde una categoria di costi e un differente trattamento regolatorio. Nel complesso, i criteri di riconoscimento di costo utilizzati nel secondo periodo di regolazione sono stati in larga parte ispirati al riconoscimento a consuntivo dei costi entro il tetto massimo fissato con determinazioni a preventivo; solo alcuni costi sono stati assoggettati a *price-cap*. Nel capitolo 3 di questo documento sono illustrati i meccanismi di regolazione adottati nel secondo periodo di regolazione, protrattosi fino al 2020.
- Nel secondo periodo di regolazione sono stati introdotti alcuni meccanismi incentivanti, ispirati al principio per cui l’accelerazione della commessa nucleare comporta riduzione dei costi fissi necessari per il mantenimento in sicurezza dei siti e quindi, in ultima analisi, benefici per il cliente finale di energia elettrica, chiamato per legge a sopportarne il costo. Tuttavia, tali meccanismi hanno mostrato difficoltà applicative, per le criticità illustrate nel capitolo 4.
- Le finalità che l’Autorità persegue per il terzo periodo di regolazione si iscrivono nell’Obiettivo strategico “Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio” indicato nel Quadro strategico dell’Autorità 2019-21. Tali finalità, indicate nella deliberazione 417/2020/R/eel di avvio del procedimento e riportate nel capitolo 5 di questo documento, coniugano la necessità di responsabilizzare Sogin al rispetto della propria pianificazione e di sviluppare

efficienza nelle proprie attività, sia per quanto concerne l'avanzamento della commessa nucleare sia per la gestione della struttura aziendale.

- La regolazione del terzo periodo deve assumere, a giudizio dell'Autorità, una spiccata connotazione *forward-looking*; ciò implica che la previsione di avanzamento e di spesa effettuata da Sogin sia impegnativa. A tale proposito rileva in particolare la durata del periodo di regolazione. L'orientamento principale dell'Autorità, descritto nel capitolo 6, è che il terzo periodo di regolazione abbia durata di 6 anni e sia articolato in due semiperiodi triennali (Opzione A). Per il primo semiperiodo si fa riferimento al Programma a vita intera (PVI) che Sogin ha trasmesso all'Autorità il 30 giugno 2020 e che non verrebbe rivisto per l'intero arco triennale. Pertanto, salvo eventi imprevedibili e eccezionali (a cui è dedicato il capitolo 11), Sogin potrebbe presentare il PVI aggiornato solo in fase di revisione infra-periodo della regolazione. A fronte di questo orientamento principale, la consultazione intende esplorare anche una Opzione B, con durata quadriennale del periodo regolatorio e articolazione in due semiperiodi biennali; come si vedrà nel prosieguo, se all'esito della consultazione venisse preferita l'Opzione B, non verrebbero attivati alcuni meccanismi di premialità e di flessibilità che caratterizzano l'Opzione A.
- Uno strumento fondamentale per l'efficacia della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio è la possibilità di misurare l'output. Nel caso peculiare del *decommissioning* nucleare, questo si traduce nella misurazione dell'avanzamento. A tal fine, è stata messa a punto una metodologia di misurazione dell'avanzamento, che permette di includere anche l'avanzamento delle fasi di progettazione, autorizzazione e committenza, precedenti alla realizzazione di ciascun progetto in cui si articola il programma di smantellamento di ciascun sito (centrale o impianto) nei quali si articola, nel suo complesso, la commessa nucleare. Gli elementi fondamentali della metodologia sono riportati nell'Appendice 3. Nel capitolo 7 sono illustrate alcune alternative con cui, a partire dagli indici di avanzamento dei singoli progetti, potranno essere definiti indici a livello di sito e dell'intera commessa.
- Nel terzo periodo di regolazione l'Autorità intende semplificare notevolmente la classificazione delle categorie di costi in cui si ripartiscono le attività svolte da Sogin, come descritto nel capitolo 8. Per ciascuna delle due principali nuove categorie di costo corrispondono diversi trattamenti regolatori a fini del riconoscimento dei relativi costi. In particolare:
 - per i “costi di avanzamento”, relative alle attività che sono direttamente collegabili al *decommissioning*, è previsto un incentivo al rispetto delle previsioni di costo indicate nel PVI, tramite un meccanismo di *sharing* della differenza (in più o in meno) tra il costo effettivo e il costo previsto delle attività realizzative, avendo cura di normalizzare tale scostamento di costo in relazione alla proporzione tra avanzamento effettivamente raggiunto e avanzamento previsto (*c.d.* metodo *Earned Value*). In tal

modo, Sogin è penalizzata in caso di inefficienza e premiata in caso di maggiore efficienza rispetto a quanto previsto nel PVI. Tale meccanismo è descritto nel capitolo 8, punti da 8.9 a 8.24;

- o l’Autorità intende assoggettare i “costi di struttura”, una categoria più ampia degli attuali costi generali “efficientabili”, a *price-cap*, con un meccanismo innovativo che modula il fattore di recupero di produttività (*X-factor*) in relazione alla differenza tra avanzamento complessivo della commessa nucleare effettivamente raggiunto e avanzamento previsto. In caso di significativo ritardo dell’avanzamento fisico, gli eventuali margini lasciati dal *price-cap* non verrebbero lasciati all’impresa, mentre in caso di sostanziale rispetto della pianificazione l’*X-factor* verrebbe ridotto, fino ad annullarlo. Tale meccanismo è descritto nel capitolo 8, punti da 8.25 a 8.50.
- Come anticipato, nel caso di durata del periodo regolatorio di sei anni con articolazione in due semiperiodi di durata triennale (Opzione A), potrebbe essere introdotto un premio per il raggiungimento di un rilevante obiettivo previsto dal PVI per il triennio. Sempre nel caso di opzione A, i target di avanzamento a cui è collegata la modulazione del *price-cap* per i costi di struttura potrebbero essere resi più flessibili per tenere conto della maggiore rischiosità dell’Opzione A rispetto all’opzione B (*cfr* punto 8.50). In ogni caso, è intenzione dell’Autorità non riproporre il meccanismo delle *milestone* vigente nel secondo periodo di regolazione (capitolo 9).
- Inoltre, verrebbe sostanzialmente mantenuto il meccanismo di *sharing* dei ricavi imputabili alla commessa nucleare, includendo anche aspetti attualmente non previsti come la valorizzazione di tecnologie sviluppate per il *decommissioning*. Inoltre, l’Autorità propone di assoggettare a *sharing* anche i margini delle attività svolte per terzi, attualmente esclusi dalla regolazione, come descritto nel capitolo 10. Ciò si collega anche alla revisione delle attuali regole di *unbundling* contabile applicabili a Sogin (capitolo 12).
- Infine, l’Autorità propone che vengano attivati meccanismi di trasparenza per introdurre incentivi a carattere reputazionale. Nel rispetto dei necessari elementi a tutela della sicurezza dei cittadini, data la natura sensibile dei siti e di alcune loro caratteristiche, a fini di trasparenza Sogin potrebbe pubblicare sul proprio sito internet gli obiettivi principali del Programma di *decommissioning* e i livelli di avanzamento effettivi a fronte di quelli previsti. Nel capitolo 13 di questo documento sono indicate le modalità di trasparenza che si sottopongono a consultazione.
- Alla presente consultazione farà seguito una deliberazione che non entrerà in vigore immediatamente. Infatti, ai sensi di quanto previsto dalla normativa applicabile, il Ministro dell’economia e finanze e il Ministro dello sviluppo economico potranno formulare le proprie osservazioni entro 60 giorni e in tal

caso l’Autorità dovrà considerare tale osservazioni ai fini della efficacia della deliberazione. Nel capitolo 14 sono indicati i passi attuativi che potranno far seguito alla presente consultazione.

Parte prima: contesto

1. Quadro normativo

- 1.1 L'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79/99¹ stabilisce che gli oneri generali afferenti al sistema elettrico devono includere gli oneri nucleari e che la copertura di detti oneri deve essere a carico dei clienti finali del sistema elettrico nazionale. Detta inclusione è anche prevista dall'articolo 1, comma 1, lettera a), della legge n. 83/03².
- 1.2 Gli oneri nucleari sono posti a carico dei clienti finali del sistema elettrico tramite una specifica componente tariffaria (fino al 31 dicembre 2017, componente tariffaria A2, a partire dal 1 gennaio 2018, elemento A_{2RIM} della componente tariffaria A_{RIM}), che alimenta un apposito conto (di seguito: conto A2) istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: Cassa).
- 1.3 L'articolo 9 del 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 2000³ (di seguito: decreto 26 gennaio 2000) ha identificato le attività che sono finanziabili con gli oneri nucleari (di seguito: commessa nucleare).
- 1.4 La attività finanziabili con gli oneri nucleari sono state ampliate dalla legge di stabilità 2018⁴, in relazione al reattore Ispra-1 presso il *Joint Research Centre* della Commissione europea a Ispra (VA).
- 1.5 Le attività della commessa nucleare sono svolte da Sogin, società costituita nel 1999 dall'ENEL Spa ai sensi dell'articolo 13, comma 2, lettera e), del decreto legislativo n. 79/99. Ai sensi dell'articolo 13, comma 4, del medesimo decreto legislativo, le azioni di Sogin sono assegnate al Ministero dell'economia e delle finanze e la medesima società si attiene agli indirizzi formulati dal Ministro dello sviluppo economico.
- 1.6 Con il decreto 2 dicembre 2004⁵, il Ministro delle attività produttive ha aggiornato gli indirizzi strategici ed operativi a Sogin, prevedendo, tra l'altro, che la medesima società provvede alla disattivazione accelerata di tutte le centrali e degli impianti del ciclo del combustibile nucleare dismessi entro venti anni.

¹ Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

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

³ Il 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, come successivamente modificato e integrato.

⁴ La legge 27 dicembre 2017, n. 205.

⁵ Il decreto del Ministro delle Attività Produttive 2 dicembre 2004.

- 1.7 Il decreto legislativo n. 31/10⁶, infine, ha individuato Sogin come il soggetto responsabile della realizzazione e dell'esercizio del Deposito nazionale e del Parco tecnologico (di seguito: DN-PT), comprendente anche il trattamento e lo smaltimento dei rifiuti radioattivi.
- 1.8 La legge n. 27/12⁷ ha precisato che il finanziamento della realizzazione e gestione del DN-PT, limitatamente alle attività funzionali alla commessa nucleare, sono a carico del conto A2, mentre per la quota parte relativa ad attività terze le disponibilità finanziarie del medesimo conto A2 sono impiegate a titolo di acconto e recuperate attraverso le entrate derivanti dal corrispettivo per l'utilizzo delle strutture del DN-PT.

2. Le disposizioni dell'Autorità in materia di oneri nucleari

- 2.1 L'articolo 3 della legge n. 481/95⁸ istitutiva dell'Autorità, attribuisce alla medesima specifiche funzioni in materia di oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori di realizzazione di centrali nucleari e dalla chiusura delle stesse.
- 2.2 Detto potere trova conferma nell'articolo 9 del decreto 26 gennaio 2000, che prevede che l'Autorità ridetermina gli oneri nucleari sulla base dei programmi trasmessi da Sogin e secondo criteri di efficienza economica.
- 2.3 A partire dall'anno 1998, l'Autorità ha adottato una serie di deliberazioni al fine di rideterminare gli oneri nucleari⁹.
- 2.4 A partire dall'anno 2008, l'Autorità ha definito veri e propri periodi regolatori in relazione alla definizione dei criteri di efficienza economica per la determinazione degli oneri nucleari, perseguendo sempre l'obiettivo, nei diversi periodi regolatori che si sono succeduti, di fornire stimoli orientati da un lato all'accelerazione dell'avanzamento della commessa nucleare e dall'altra all'efficienza e al contenimento dei costi.
- 2.5 Il primo periodo di regolazione è stato definito con la deliberazione ARG/elt 103/08¹⁰ ed era relativo agli anni 2008 – 2010; i criteri definiti per il primo periodo di regolazione sono stati poi estesi (con alcune modifiche) agli anni 2011 e 2012.
- 2.6 Con la deliberazione ARG/elt 103/08 l'Autorità ha altresì definito i criteri di separazione contabile, tuttora vigenti.

⁶ Il decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31, come successivamente modificato e integrato.

⁷ Il decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, L. 24 marzo 2012, n. 27

⁸ La legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni

⁹ Si ricordano in particolare le deliberazioni n. 58/98, n. 71/02, n. 66/05, n. 103/06, n. 174/06, n. 121/07 e n. 55/08.

¹⁰ La deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08.

2.7 Il secondo periodo di regolazione è stato definito con la deliberazione 194/2013/R/eel¹¹ ed era originariamente relativo agli anni 2013 – 2016.

Problematiche relative all'avvio del terzo periodo di regolazione

2.8 Il sistema di regolazione applicato dall'Autorità a partire dall'anno 2008 prevede che la base programmatica e il riferimento essenziale per la definizione dei criteri di efficienza economica sia il programma a vita intera aggiornato della commessa nucleare, che Sogin deve presentare entro la fine dell'ultimo anno precedente all'inizio di un nuovo periodo di regolazione (tale programma, pertanto, avrebbe dovuto essere aggiornato ogni tre o quattro anni, a seconda della durata del periodo di regolazione).

2.9 Per effetto delle difficoltà manifestatesi in relazione alla definizione del programma a vita intera della commessa nucleare per il terzo periodo di regolazione (cfr deliberazioni 606/2018/R/eel¹² e 440/2019/R/eel¹³), di fatto il secondo periodo è stato prolungato per un numero di anni doppio rispetto a quello inizialmente previsto, ed è stato prorogato fino al 31 dicembre 2020 (cfr deliberazione 194/2020/R/eel¹⁴).

2.10 In particolare, Sogin avrebbe dovuto presentare il nuovo programma a vita intera entro la fine del 2016. Dopo la richiesta di proroga di un anno alla presentazione di detto programma, concessa dall'Autorità *“a condizione che tale anno sia fruttuosamente dedicato a porre le basi per la presentazione di un Programma a vita intera che segni una definitiva discontinuità”*, Sogin in data 16 novembre 2017¹⁵ ha presentato il nuovo programma a vita intera della commessa nucleare (di seguito: PVI 16 novembre 2017).

2.11 Come evidenziato nella deliberazione 606/2018/R/eel, il PVI 16 novembre 2017 necessitava di integrazioni e/o rettifiche, richieste nella medesima deliberazione. Pertanto, con la stessa deliberazione 606/2018/R/eel, l'Autorità ha previsto per gli anni 2018 e 2019 l'estensione dei criteri del secondo periodo di regolazione, rinviando l'avvio del nuovo periodo al 1 gennaio 2020.

2.12 Poiché alle richieste di cui alla deliberazione 606/2018/R/eel Sogin ha risposto con ritardo e con documentazione che appariva bisognosa di ulteriori approfondimenti e integrazioni, con la deliberazione 194/2020/R/eel, l'Autorità ha previsto per l'anno 2020 una sostanziale estensione dei criteri applicati nel secondo periodo di regolazione, integrati in relazione all'esigenza di tutela

¹¹ La deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2013, 194/2013/R/eel.

¹² La deliberazione dell'Autorità 27 novembre 2018, 606/2018/R/eel.

¹³ La deliberazione dell'Autorità 29 ottobre 2019, 440/2019/R/eel.

¹⁴ La deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2020, 194/2020/R/eel.

¹⁵ Prot. 71791 del 16 novembre 2017.

dell'utente elettrico, con disposizioni focalizzate a contenere nel breve termine gli oneri nucleari (come già in parte fatto per il 2019).

- 2.13 Con la deliberazione 194/2020/R/eel, l'Autorità ha dato mandato alla Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* di procedere con l'istruttoria per la definizione, entro il 31 dicembre 2020, di nuovi criteri di efficienza economica da applicare per il nuovo periodo di regolazione della commessa nucleare, con efficacia a partire dal 1 gennaio 2021, sulla base del programma a vita intera aggiornato che Sogin ha trasmesso nel giugno 2020.
- 2.14 In data 30 giugno 2020¹⁶ Sogin ha trasmesso la documentazione relativa al Programma a vita intera (di seguito: PVI 30 giugno 2020), corredato di un documento metodologico per la misurazione dell'avanzamento fisico della commessa nucleare (di seguito: Documento sull'avanzamento).
- 2.15 Il PVI 30 giugno 2020 è stato elaborato da Sogin tenendo conto delle "Linee guida per la formulazione di documenti e strumenti di pianificazione e rendicontazione delle attività della commessa nucleare", elaborate dalla Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* su mandato dell'Autorità, ed è risultato formalmente completo in relazione alle richieste di approfondimento e integrazione di cui al punto 2 della deliberazione 606/2018/R/eel e delle successive richieste formulate dagli uffici dell'Autorità ai sensi della deliberazione 440/2019/R/eel.
- 2.16 Si precisa che nel contesto di questo documento per la consultazione con i termini "PVI 30 giugno 2020" e "Documento sull'avanzamento" ci si riferisce ai documenti trasmessi da Sogin in data 30 giugno 2020 come eventualmente modificati in esito alla conclusione delle istruttorie di cui al successivo punto 2.20.

Collaborazione tra ARERA e ISIN

- 2.17 Nel frattempo, con la deliberazione 359/2020/A¹⁷, l'Autorità ha approvato la stipula di un Protocollo di intesa con l'Ispettorato per la sicurezza nucleare e la radioprotezione (di seguito: ISIN) per instaurare "*nell'ambito delle rispettive competenze, un rapporto di collaborazione finalizzato al perseguimento degli interessi pubblici cui sono orientate le rispettive missioni istituzionali*".
- 2.18 Detto Protocollo prevede che "*In sede di prima attuazione, la collaborazione avrà ad oggetto l'analisi del Piano a Vita Intera del decommissioning degli impianti elettronucleari, inclusa la realizzazione del Deposito nazionale, come delineato nell'Appendice A al presente Protocollo di intesa, di cui costituisce parte integrante e sostanziale*".

¹⁶ Prot. 29444 del 30 giugno 2020.

¹⁷ La deliberazione dell'Autorità 6 ottobre 2020, 359/2020/A.

- 2.19 I risultati di detta collaborazione “*permetteranno ad ARERA di definire proposte e provvedimenti per la definizione dei Criteri di efficienza economica per il prossimo periodo di regolazione della Commessa nucleare*”.
- 2.20 Le attività istruttorie in relazione ai documenti trasmessi da Sogin sono tuttora in corso, con il supporto tecnico di ISIN, in particolare in relazione alla definizione di una struttura WBS delle attività di disattivazione delle centrali e degli impianti sulla base dell’identificazione di singoli progetti (*task*) il più rispondenti possibile agli iter autorizzativi necessari.

Parte seconda: considerazioni in merito ai meccanismi di regolazione attivi nel secondo periodo regolatorio

3. Caratteristiche principali del secondo periodo di regolazione

- 3.1 Il secondo periodo di regolazione è stato applicato a partire dall'anno 2013, dopo un primo periodo che, originariamente definito per gli anni 2008-2010, era poi stato esteso agli anni 2011 e 2012.
- 3.2 L'impostazione del secondo periodo di regolazione cercava di affinare quella definita per il primo ai fini di affrontare le criticità emerse, prima di tutte quella che, nonostante gli incentivi per l'accelerazione delle attività di *decommissioning*, l'aggiornamento del programma a vita intera aveva registrato significativi ritardi rispetto alle precedenti programmazioni, in particolare in relazione alla previsione di fine smantellamento delle centrali e degli impianti (*cfr* documento di consultazione n. 43/11¹⁸ e Appendice 1).
- 3.3 Le modifiche introdotte per il secondo periodo di regolazione (deliberazione 194/2013/R/eel) riguardavano principalmente l'adozione di un meccanismo incentivante che prevedesse anche penalità, oltre che premi, in relazione all'avanzamento delle attività di *decommissioning*.
- 3.4 Era stata inoltre affinata la classificazione dei costi, al fine di tener conto che alcune attività sono condizionate dalle disposizioni normative in tema di sicurezza nucleare (*cfr* "costi obbligatori") e che alcune attività possono dover essere incrementate a fronte di un incremento delle attività di *decommissioning* (*cfr* "costi commisurabili").
- 3.5 Come per il primo periodo di regolazione, anche i criteri di efficienza economica del secondo periodo di regolazione prevedevano una determinazione annuale degli oneri nucleari, sia a preventivo (come peraltro previsto dal decreto 26 gennaio 2000) sia a consuntivo.
- 3.6 A tale scopo, nel corso del secondo periodo di regolazione, Sogin doveva inviare all'Autorità:
 - ogni anno, entro il 31 ottobre, un programma quadriennale dettagliato scorrevole dei costi sottoposti a verifica preventivo/consuntivo (vedere successivo punto 3.7), inclusivo dei costi a preventivo per l'anno successivo, ai fini della determinazione a preventivo degli oneri nucleari;
 - entro il 28 febbraio di ogni anno successivo a quello di riferimento i consuntivi dell'anno precedente, ai fini della determinazione a consuntivo degli oneri nucleari.

¹⁸ Il documento per la consultazione dell'Autorità 24 novembre 2011, n. 43/11.

- 3.7 Nel secondo periodo di regolazione, i costi della commessa nucleare erano classificati come segue:
- a) **costi commisurati all'avanzamento:** costi esterni relativi a contratti per la realizzazione fisica delle attività di smantellamento delle centrali e degli impianti e per la chiusura del ciclo del combustibile. Per detti costi la regolazione prevedeva una verifica preventivo/consuntivo; essi dovevano derivare da contratti stipulati secondo quanto previsto dal decreto legislativo n. 50/16¹⁹ (di seguito: Codice degli Appalti);
 - b) **costi commisurabili:** costi esterni e di personale relativi alle attività di smantellamento, quali attività di ingegneria, appalti, *licensing*. Per detti costi la regolazione prevedeva la verifica a consuntivo a fronte di un tetto massimo calcolato sulla base dell'avanzamento dei progetti più critici della commessa nucleare (*cfr* "progetti strategici");
 - c) **costi obbligatori:** costi esterni e di personale relativi alla protezione fisica, ai regolamenti di esercizio, ai piani di emergenza e alle disposizioni di legge in materia di sicurezza nucleare e costi esterni per la manutenzione ordinaria e straordinaria delle centrali e impianti. Per detti costi la regolazione prevedeva una verifica preventivo/consuntivo;
 - d) **costi a utilità pluriennale:** costi esterni sostenuti per la realizzazione di beni non destinati ad essere smantellati (es: investimenti in *hardware/software*, laboratori e relative attrezzature). Per detti costi la regolazione prevedeva una verifica preventivo/consuntivo e un riconoscimento dei relativi ammortamenti; anche questi costi dovevano essere derivanti da contratti stipulati secondo quanto previsto dal Codice degli Appalti;
 - e) **costi generali efficientabili:** costi di struttura di Sogin che non rientrano nelle altre categorie di costi. Per detti costi la regolazione prevedeva un regime di *price-cap* sull'arco del periodo regolatorio;
 - f) **costi di incentivo all'esodo:** per detti costi la regolazione prevedeva un tetto massimo di riconoscimento;
 - g) **imposte:** imposte sul reddito sostenute da Sogin per le attività del programma nucleare, di cui al punto 22 dell'articolo 2425 del codice civile;
 - h) **premio/penalità per l'avanzamento delle attività di decommissioning** era basato sull'individuazione *ex ante* di un elenco di obiettivi di rilevante valore economico e/o strategico che Sogin doveva realizzare, individuati (e pesati) sulla base della loro importanza strategica e/o economica e della loro criticità ai fini dell'avanzamento della commessa nucleare (*milestone*). Prevedeva anche il pagamento di penalità da parte di Sogin, qualora non avesse raggiunta una percentuale minima (in peso) delle *milestone* (50%); il premio era riconosciuto solo nel caso in cui Sogin realizzasse almeno una percentuale del 70%. Vi era pertanto un intervallo entro il quale Sogin non conseguiva premi, né pagava penalità.

¹⁹ Il decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50.

- 3.8 Sempre ai fini di incentivare l'accelerazione delle attività di smantellamento, nonché la valorizzazione dei siti e delle competenze, era previsto che una quota parte pari al 20% di **ricavi** derivanti dalle attività di *decommissioning* (es: la vendita di materiali o attrezzature), dalla vendita/valorizzazione di edifici e terreni e quelli derivanti da servizi di formazione prestati a terzi fossero lasciati in capo a Sogin, in parziale deroga al principio che tutti i ricavi e le sopravvenienze attive derivanti dalla commessa nucleare concorrono integralmente alla copertura dei costi riconosciuti dall'Autorità. Ciò era previsto anche nel primo periodo di regolazione.
- 3.9 L'obiettivo principale della regolazione sopra richiamata era quello di incentivare l'accelerazione delle attività di *decommissioning*, nella convinzione che solo tale accelerazione avrebbe comportato una significativa riduzione dei costi a vita intera della commessa nucleare. A fronte di tale accelerazione era consentito anche l'aumento di alcuni costi (*cfr* costi commisurabili).
- 3.10 Nel corso del secondo periodo di regolazione, tuttavia, si è evidenziata la necessità di introdurre misure integrative della regolazione, avvenuta con la deliberazione 374/2015/R/eel²⁰, con efficacia a partire dall'anno 2015.
- 3.11 Tale esigenza nasceva dall'evidenziarsi di specifiche criticità sinteticamente delineate nel seguito del presente capitolo.

4. Criticità rilevate nel secondo periodo di regolazione

Criticità generali della commessa nucleare

- 4.1 Come più volte evidenziato dall'Autorità, sia nelle delibere di determinazione degli oneri nucleari, che in diverse comunicazioni ai ministeri competenti, le principali criticità della commessa nucleare derivano sia dalle difficoltà operative di Sogin, manifestatesi dalla sua costituzione, sia dalla molteplicità di cause e vincoli esterni che condizionano l'avanzamento della medesima commessa nucleare, *in primis* il perdurante mancato avvio dell'iter di realizzazione del DN-PT, nonché l'insufficienza della dotazione organica di personale che limita l'operatività di ISIN, con particolare riferimento alle attività istruttorie e di vigilanza.
- 4.2 In questo contesto, la regolazione posta in atto dell'Autorità e l'impegno di ISIN nella conclusione delle istruttorie hanno sortito parziali effetti soprattutto in termini di aumento del volume delle attività di *decommissioning* (ma con importanti differenze da un anno all'altro). Tuttavia, tali risultati restano ancora troppo limitati e dunque insoddisfacenti, dovendo prendere atto che la regolazione non ha potuto evitare che si verificassero continue ripianificazioni delle attività di

²⁰ La deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2015, 374/2015/R/eel

decommissioning, con ricadute negative in termini di allungamento delle tempistiche previste e di aumento dei costi previsti.

- 4.3 Nella Memoria 4 dicembre 2019, 514/2019/I/eel²¹, depositata in occasione dell’audizione dell’Autorità presso la Commissione parlamentare di inchiesta sulle attività illecite connesse al ciclo dei rifiuti e su illeciti ambientali ad esse correlati, l’Autorità ha ricordato la molteplicità di cause e vincoli esterni che condizionano l’avanzamento della commessa nucleare e ha osservato che “*tali criticità esogene, per le quali continuano a non registrarsi miglioramenti, sono già state ricordate in diverse comunicazioni dell’Autorità al Governo: non risulta ancora pubblicata la Carta nazionale delle aree potenzialmente idonee (CNAPI) (...) né appaiono prossime a essere risolte le problematiche operative e di dotazione organica che limitano l’azione dell’Ispettorato nazionale per la sicurezza nucleare (ISIN)*”.
- 4.4 Nel corso della medesima audizione l’Autorità ha rinnovato il proprio appello, affinché sia impressa una svolta decisiva alla complessa questione del *decommissioning* degli impianti nucleari, auspicando la ridefinizione di un quadro normativo e istituzionale in grado di bilanciare le primarie istanze di sicurezza con quelle di economicità e speditezza del processo di *decommissioning*.

Criticità in merito alla programmazione di Sogin nel corso del secondo periodo di regolazione

- 4.5 Le criticità sopra ricordate si sono rilevate puntualmente nel secondo periodo di regolazione. In particolare, è risultato insoddisfacente il rispetto, da parte di Sogin, dei programmi dalla medesima definiti, con consuntivi che sono risultati quasi sempre significativamente inferiori ai preventivi presentati per il medesimo anno e con continui slittamenti in avanti delle attività di *decommissioning* ad ogni nuovo programma quadriennale.
- 4.6 Ciò comportava, tra l’altro, il fatto che la determinazione a preventivo degli oneri nucleari per alcune categorie di costo risultasse sempre poco significativa.
- 4.7 Il meccanismo di premio/penalità sulla base delle *milestone* si è rivelato non adeguato, stanti le problematiche relative al rispetto della programmazione, e ciò non è stato risolto nemmeno dalle integrazioni al meccanismo (*cf*r deliberazione 374/2015/R/eel), introdotte per distinguere le cause degli slittamenti di *milestone* tra cause esogene (normalmente, ritardi negli iter autorizzativi) e cause endogene (attività nella piena disponibilità di Sogin).

²¹ La Memoria dell’Autorità 3 dicembre 2019, 514/2019/i/eel relativa all’audizione tenutasi il 4 dicembre 2019 presso la Commissione parlamentare di inchiesta sulle attività illecite connesse al ciclo dei rifiuti e su illeciti ambientali ad esse correlati

- 4.8 Tale approccio non si è rivelato efficace per incentivare Sogin a confrontarsi attivamente con gli enti preposti al rilascio delle autorizzazioni (*in primis*, ISIN) ai fini della definizione dei propri programmi. Peraltro, i ritardi negli iter autorizzativi possono essere anche causati da cause interne a Sogin, ad esempio nel caso richieste di integrazione della domanda di autorizzazione qualora siano evidenziate carenze in fase di progettazione. A ciò si devono aggiungere casi in cui sono stati presentati progetti la cui elaborazione e valutazione istruttoria richiedeva la conclusione di interventi propedeutici che invece erano ancora in corso e a volte ancora non avviati, nonché la mancata standardizzazione di progetti simili sui vari siti nucleari, con incidenza sui costi di progettazione e sulle tempistiche di progettazione, autorizzazione e realizzazione.
- 4.9 Inoltre, nel corso del secondo periodo la percentuale di *milestone* conseguite da Sogin si è quasi sempre posizionata nella fascia che non prevedeva l'applicazione né di premi né di penalità (50%-70% del punteggio pesato): la Sogin ha conseguito un premio solo nell'anno 2014, mentre non è mai stata sottoposta a penalità. Anche in relazione alle difficoltà emerse dai continui slittamenti di *milestone* per cause esogene richiesti da Sogin, il medesimo meccanismo è stato sospeso per ben tre anni consecutivi (2018, 2019 e 2020).
- 4.10 Anche le disposizioni che prevedevano di lasciare in capo a Sogin una percentuale dei ricavi si sono dimostrate non efficaci al fine di incentivare l'accelerazione delle attività di smantellamento. Dette disposizioni non hanno incentivato Sogin a politiche di vendita/valorizzazione di edifici e terreni.
- 4.11 In relazione ai costi ad utilità pluriennale la programmazione di Sogin è stata spesso disattesa, con la previsione di investimenti (anche relativi ad interventi di *security* sui siti) poi procrastinati di anno in anno, come evidenziato nelle deliberazioni adottate dall'Autorità nel corso del secondo periodo di regolazione.
- 4.12 Il risultato sono gli slittamenti significativi delle date previste di fine completamento dello smantellamento (*Brown Field*) tra il programma a vita intera preso a riferimento per il secondo periodo di regolazione (programma 2013) e il PVI 16 novembre 2017, mentre gli slittamenti di attività puntualmente verificatesi anche negli anni 2017-2019 non sembrano essersi riflessi sui tempi del PVI 30 giugno 2020, che, almeno, rispetto al suddetto PVI 16 novembre 2017, non prevede ulteriori rilevanti spostamenti delle date di *Brown Field*, per lo più confermati e in qualche caso anticipati (*cf* Appendice 1).
- 4.13 Presentano ritardi, invece, rispetto al PVI 16 novembre 2017, le date previste per il raggiungimento del *Green Field* (ovvero, la condizioni per cui un sito è libero da vincoli radiologici), per lo più riconducibili ai tempi ipotizzati per l'iter di realizzazione del DN-PT.
- 4.14 Il rispetto delle date di *Brown Field* del PVI 30 giugno 2020 comunque, richiede un effettivo rispetto, da parte di Sogin, della programmazione delle attività

previste in particolare nei prossimi due/tre anni, pur essendo tale programmazione molto ambiziosa rispetto ai volumi annui di attività di *decommissioning* raggiunti finora. Infatti, il massimo volume (in termini di spesa) di attività commisurate realizzato da Sogin risulta essere quello del 2018 (pari a 76 milioni di euro), mentre il PVI 30 giugno 2020 prevede per gli anni dal 2021 al 2024 volumi pari a, rispettivamente, 105 milioni di euro (2021), 179 milioni di euro (2022), 207 milioni di euro (2023) e 177 milioni di euro (2024).

Criticità in relazione ai costi commisurati all'avanzamento

- 4.15 Come già evidenziato, la regolazione del secondo periodo di regolazione è stata focalizzata soprattutto sulle attività realizzative e sui contratti esterni per le attività di *decommissioning*, sia in relazione alla fissazione delle *milestone*, che alla misura delle *performance* di Sogin.
- 4.16 Ciò in quanto la mancanza di un metodo per la misura dell'avanzamento fisico della commessa nucleare, più volte richiesto dall'Autorità a Sogin, rendeva possibile prendere a riferimento solo l'avanzamento di tipo economico sui contratti esterni.
- 4.17 Questa impostazione tuttavia:
- non valorizza le fasi precedenti alle attività realizzative, che, se dal punto di vista dei costi risultano meno significative, sono spesso critiche per l'avanzamento della commessa nucleare (in particolare, l'attività di ingegneria necessaria per ottenere le previste autorizzazioni);
 - prevede un differente trattamento di attività simili solo sulla base del fatto che siano state assegnate ad un terzo soggetto tramite appalto o siano realizzate internamente a Sogin (ad esempio, attività di ingegneria esecutiva);
 - non incentiva Sogin a un utilizzo del proprio personale anche in attività di *decommissioning*, ad esempio di personale obbligatorio che comunque deve essere presente sui siti.

Criticità in relazione ai alla classificazione dei costi

- 4.18 Le istruttorie compiute nel corso del secondo periodo di regolazione hanno evidenziato alcune problematiche relative alla categorizzazione dei costi e alla differente regolazione delle categorie di costo. In particolare, riguardo:
- ai costi relativi al personale obbligatorio, per i quali le recenti istruttorie (*cf*r deliberazione 440/2019/R/eel) hanno evidenziato come tali costi appaiano, entro certi limiti, razionalizzabili da parte di Sogin;
 - ai costi "commisurabili", per i quali la regolazione prevedeva la possibilità di un aumento in un anno a fronte di un avanzamento significativo nel medesimo

anno dei cosiddetti progetti strategici, avanzamento che tuttavia può dipendere da attività commisurabili realizzate in anni precedenti;

- ai costi dell'incentivo all'esodo, per il quale la regolazione prevedeva il riconoscimento di un importo massimo determinato a priori.

Parte terza: orientamenti dell'Autorità

5. Avvio di procedimento e obiettivi della presente consultazione

- 5.1 Con la deliberazione 417/2020/R/eel²², l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di riconoscimento degli oneri nucleari nel terzo periodo di regolazione, a partire dal 1 gennaio 2021. A tal fine ha stabilito di rivedere ed integrare i criteri di efficienza economica vigenti nel secondo periodo di regolazione tenendo conto dei limiti e delle criticità emerse nel corso del medesimo periodo.
- 5.2 Nell'ambito del più generale obiettivo di efficienza ed efficacia del processo di *decommissioning*, con la deliberazione 417/2020/eel, l'Autorità ha identificato gli obiettivi specifici principali che intende perseguire nello sviluppo del nuovo quadro regolatorio
- 5.3 Gli obiettivi fissati dalla deliberazione 417/2020/R/eel sono:
- a) responsabilizzare Sogin in relazione al rispetto dei programmi, superando, tra l'altro, la distinzione cause endogene/cause esogene (ferma restando la gestione di eventi imprevedibili ed eccezionali);
 - b) proseguire l'efficientamento dei costi di struttura e responsabilizzare Sogin in relazione anche ad altre voci di costo attualmente non soggette a *price-cap*;
 - c) ripensare la logica incentivante della regolazione, prevedendo, tra l'altro, modalità di riconoscimento dei costi che non consentano a Sogin di conseguire dei margini nei casi in cui la programmazione venga significativamente disattesa;
 - d) includere nella regolazione le attività non realizzative, ma cruciali per l'avanzamento delle attività;
 - e) semplificare e razionalizzare la classificazione dei costi, nel contempo rafforzando la responsabilità di Sogin di efficientare la politica e la gestione del personale (compreso l'incentivo all'esodo), nonché di tutti i costi relativi alla gestione della sede centrale e dei siti;
 - f) incentivare Sogin a politiche di valorizzazione dei siti e delle competenze, che comportino anche ricadute favorevoli in termini di riduzione del peso della commessa nucleare ricadente sulle bollette dei clienti italiani, attraverso ad esempio meccanismi di *sharing* dei margini ottenuti sulle attività terze.
- 5.4 In relazione all'obiettivo di cui al precedente punto 5.3, lettera a), la deliberazione 417/2020/R/eel ha altresì previsto di definire un'adeguata durata per il terzo periodo di regolazione, che preveda la possibilità per Sogin di rivedere i programmi solo dopo un congruo numero di anni.

²² La deliberazione dell'Autorità 27 ottobre 2020, 417/2020/R/eel.

- 5.5 Il presente documento per la consultazione illustra le proposte dell’Autorità al fine di perseguire gli obiettivi di cui ai punti 5.3 e 5.4. Come previsto dalla medesima deliberazione 417/2020/R/eel, detti obiettivi potranno essere ulteriormente articolati e affinati anche in esito alla presente consultazione pubblica.
- 5.6 La deliberazione 417/2020/R/eel prevede altresì di aggiornare i criteri di separazione contabile, di cui all’Allegato B della deliberazione ARG/elt 103/08, nel corso del primo anno del terzo periodo di regolazione (2021), anche in relazione all’obiettivo di cui al precedente punto 5.3, lettera f), con l’obiettivo di prevederne una loro applicazione in forma aggiornata a partire dal 1 gennaio 2022.
- 5.7 Le modifiche ai criteri di separazione contabile non sono pertanto oggetto del presente documento per la consultazione.

S.1 – Si ritengono adeguati gli obiettivi che l’Autorità ha fissato per la definizione della regolazione applicabile nel terzo periodo di regolazione? Si ritiene che debbano essere aggiunti altri obiettivi?

6. Durata del periodo di regolazione

- 6.1 Come previsto al punto 2 della deliberazione 417/2020/R/eel, l’Autorità è orientata a definire un’adeguata durata per il terzo periodo di regolazione, che preveda la possibilità per Sogin di rivedere i programmi solo dopo un congruo numero di anni.
- 6.2 Ciò in concreto implica che il PVI 30 giugno 2020 sia considerato come una programmazione vincolante per un certo numero di anni, e che pertanto durante questo periodo di tempo Sogin non possa modificare le previsioni, salvo eventi imprevedibili ed eccezionali (*cfr* capitolo 11).
- 6.3 In analogia con la regolazione di altri settori infrastrutturali regolati (energia elettrica e gas naturale), l’Autorità è orientata a definire un periodo di regolazione caratterizzato da due semiperiodi di uguale durata.
- 6.4 Solo alla fine del primo semiperiodo sarà data facoltà a Sogin di rivedere la pianificazione del PVI 30 giugno 2020.
- 6.5 In merito alla possibile durata dei due semiperiodi, l’orientamento dell’Autorità è di definire la durata complessiva del terzo periodo di sei (6) anni, con due semiperiodi di tre (3) anni ciascuno (Opzione A).
- 6.6 Ciò comporterebbe significativi vantaggi, quali:
- tre anni sulla programmazione rappresentano un vincolo molto forte e introducono una significativa discontinuità con il secondo periodo di regolazione che prevedeva la possibilità di rivedere la programmazione annualmente, con i risultati esposti nel precedente capitolo 4.;

- i primi tre anni del PVI 30 giugno 2020 sono caratterizzati da obiettivi di volume di attività di *decommissioning* particolarmente sfidanti (peraltro, Sogin ha recentemente ottenuto da ISIN un numero importante di autorizzazioni che dovrebbe consentire un volume di attività di *decommissioning* significativo nei prossimi anni) e ciò potrebbe costituire un incentivo ad una decisa accelerazione delle attività, e/o a stimolare Sogin a definire programmi più realistici per il secondo semiperiodo;
 - un semiperiodo di tre anni consentirebbe di fissare degli obiettivi di programmazione con tempistiche indipendenti dall'avvicinarsi dei vari consigli di amministrazione di Sogin, come peraltro fortemente auspicato dal report finale della *peer review* condotta nell'ambito del programma Artemis dell'Agenzia internazionale dell'energia atomica (*cfr* Appendice 2, raccomandazione R3).
- 6.7 Tenuto conto che tale soluzione potrebbe comunque presentare alcuni punti deboli, e in particolare che:
- la fissazione di un periodo di tre anni potrebbe risultare eccessiva per un settore, come quello del *decommissioning*, fortemente soggetto ad incertezze; e ciò potrebbe appesantire la gestione di eventi imprevedibili ed eccezionali;
 - almeno il primo anno del terzo periodo di regolazione (2021) sarà soggetto a turbamento in relazione agli effetti della pandemia COVID-19,
- il presente documento per la consultazione prevede anche di introdurre alcuni meccanismi di flessibilità (*cfr* punti 8.50, 8.57, 9.5 e 9.6) per ovviare a tali problematiche.
- 6.8 Come soluzione alternativa, valutati i contributi pervenuti alla presente consultazione, l'Autorità potrebbe anche considerare l'ipotesi di una durata del terzo periodo di regolazione più breve, di quattro (4) anni, con due semiperiodi di due (2) anni ciascuno (Opzione B). In tale caso, non sarebbero previsti i meccanismi di flessibilità ricordati al precedente punto.
- 6.9 Il modello di regolazione per il terzo periodo prevede che l'Autorità determini a preventivo gli oneri nucleari per tutto il primo semiperiodo, prendendo atto di quanto previsto per gli anni relativi al medesimo semiperiodo nel PVI 30 giugno 2020. Tale determinazione non verrebbe più rivista nell'arco dello stesso semiperiodo (non avrebbe più luogo, pertanto, la determinazione a preventivo annuale degli oneri nucleari, ma assumerebbe frequenza triennale nell'Opzione A e biennale nell'Opzione B).
- 6.10 Per il secondo semiperiodo, Sogin potrà richiedere di procedere ad una riprogrammazione delle attività. Tuttavia, qualora tale riprogrammazione comportasse un significativo peggioramento nell'avanzamento della commessa nucleare rispetto a quanto previsto nel PVI 30 giugno 2020, l'Autorità potrà rivedere in senso più restrittivo sia i criteri che i parametri di base della regolazione per il secondo semiperiodo.

6.11 L’Autorità continuerà a procedere annualmente alla determinazione a consuntivo degli oneri nucleari. Tale determinazione terrà conto delle *performance* di Sogin, come più avanti meglio esplicitato.

S.2 – Osservazioni in merito all’impostazione generale del periodo di regolazione e alla sua durata?

S.3 – Quale tra le due opzioni (Opzione A e Opzione B) proposte in merito alla durata dei semiperiodi di regolazione si ritiene preferibile? Motivare la risposta.

7. Misura delle *performance* del processo di *decommissioning*

- 7.1 Ai fini di perseguire gli obiettivi individuati dall’Autorità e delineati nel precedente capitolo, si reputa fondamentale definire una metodologia oggettiva per la misurazione dell’avanzamento della commessa nucleare, così da poter monitorare e misurare le *performance* di Sogin nel portare avanti il processo di *decommissioning*.
- 7.2 Nel secondo periodo di regolazione (non diversamente che nel primo), di fatto tale *performance* era misurata facendo riferimento prevalentemente al volume di costi sostenuti da Sogin per le commesse esterne delle attività di *decommissioning*, sia in relazione alla commessa nucleare in generale, sia per misurare l’avanzamento dei progetti strategici
- 7.3 Solo il meccanismo di premio/penalità non era basato sui valori economici delle commesse esterne, ma sul fatto che alcuni obiettivi specifici (*milestone*) venissero realizzati.
- 7.4 L’Autorità è da tempo convinta della necessità di superare questo approccio, e per tali motivi ha richiesto a Sogin (anche nell’ambito di ripetute interlocuzioni tecniche) di definire una metodologia per la misurazione dell’avanzamento fisico della commessa nucleare. In Appendice 3 viene fornita una descrizione sintetica del metodo proposto da Sogin nel “Documento sull’avanzamento”, che l’Autorità è orientata ad utilizzare per il primo semiperiodo, con possibile revisione a seguito della prima implementazione.
- 7.5 Tale approccio di misurazione dell’avanzamento fisico presenta diversi vantaggi:
- risulta significativo perché consente di misurare l’avanzamento fisico delle attività e non solo quello economico;
 - tiene conto anche delle attività propedeutiche alla realizzazione (come ingegneria e committenza) di cui, sebbene in termini di costo spesso non incidano in modo significativo, l’esperienza ha consentito di evidenziare l’effettiva criticità e rilevanza per l’avanzamento della commessa nucleare;

- risulta indipendente dalle modalità di realizzazione delle attività della commessa nucleare, in particolare dalla scelta da parte di Sogin di realizzare tali attività internamente o affidarle a terzi.
- 7.6 Nell'ambito di tale approccio, l'Autorità ha individuato due ambiti di specifico approfondimento da affrontare:
- a) come definire l'avanzamento fisico a livello di singola centrale o impianto;
 - b) come definire l'avanzamento fisico a livello della totalità della commessa nucleare.
- 7.7 In merito alla problematica di cui al precedente punto 7.6, lettera a), si rileva che, come ovvio, non tutti i progetti di *decommissioning* rivestono la medesima importanza. Solo alcuni, infatti, si trovano sul cosiddetto cammino critico (un ritardo nella realizzazione di tali progetti comporta un ritardo sulla fine di smantellamento della centrale/impianto). Non tutti i progetti, inoltre, hanno la medesima importanza sul piano della sicurezza nucleare.
- 7.8 Il modello adottato dal "Documento sull'avanzamento" prevede di tener conto dell'avanzamento di tutti i progetti di una centrale/impianto: l'avanzamento fisico di una centrale/impianto è calcolato tramite la somma pesata dell'avanzamento di ciascun progetto, dove il peso è calcolato sulla base del peso economico del progetto (*task*) (eventualmente corretto in relazione alla criticità del medesimo).
- 7.9 Dal punto di vista della regolazione, e in particolare dell'obiettivo generale di accelerare la commessa nucleare, l'Autorità sta valutando se adottare il modello di cui al precedente punto 7.8, oppure prevedere di tener conto dell'avanzamento solo di alcuni progetti (es: quelli sul cammino critico e/o particolarmente importanti ai fini del miglioramento della sicurezza nucleare).
- 7.10 Il primo approccio consentirebbe a Sogin, almeno teoricamente, di rimediare in parte ad eventuali ritardi sui progetti più importanti con avanzamenti migliori delle previsioni su progetti meno critici. Tuttavia, Sogin sarebbe incentivata a sfruttare il più possibile le risorse a sua disposizione (es: personale obbligatorio vincolato ad essere presente sui siti) per attività comunque utili alla commessa nucleare.
- 7.11 Il secondo approccio sarebbe più rispondente all'obiettivo di incentivare un avanzamento maggiormente focalizzato sugli obiettivi più rilevanti connessi al cammino critico, nonché a quanto già previsto nei primi due periodi di regolazione, per i quali erano stati definiti incentivi sull'avanzamento di progetti selezionati (*cfr milestone* e progetti strategici).
- 7.12 Un secondo ambito di approfondimento riguarda la definizione di un indice sintetico unico per tutta la commessa nucleare. Detto indice sintetico risulta fondamentale per misurare la *performance* globale di Sogin in termini di avanzamento della commessa nucleare anche ai fini, ad esempio, di attivare specifici meccanismi incentivanti a livello dell'intera commessa nucleare.

- 7.13 Detto indice sintetico si ritiene possa basarsi sulla somma pesata dell'avanzamento di ciascuna centrale/impianto.
- 7.14 Il “peso” per ciascuna centrale/impianto potrebbe essere basato su:
- a) peso economico relativo previsto nel PVI 30 giugno 2020 per ciascuna centrale/impianto;
 - b) peso sulla base della complessità relativa delle attività previste in ciascuna centrale/impianto (di difficile definizione, ma potrebbe ad esempio basarsi anche su una valutazione delle tecnologie innovative da sviluppare per ciascun sito);
 - c) peso sulla base dell'inventario radiologico e dello stato fisico dei rifiuti radioattivi e del combustibile nucleare presenti sul sito (in collaborazione con ISIN).
- 7.15 Le *performance* complessive di Sogin verrebbero pertanto misurate in termini di confronto tra l'avanzamento *effettivamente raggiunto* in ciascun anno (sulla singola centrale/impianto e/o a livello sintetico di tutta la commessa nucleare) e i medesimi avanzamenti *previsti* sulla base del PVI 30 giugno 2020 (o della programmazione valida nel secondo semiperiodo).

S.4 – Rispetto alla problematica di definire l'avanzamento fisico a livello di singola centrale o impianto, quale alternativa si ritiene preferibile? Motivare la risposta.

S.5 – Rispetto alla problematica di definire l'avanzamento fisico a livello della totalità della commessa nucleare, quale alternativa si ritiene preferibile? Motivare la risposta.

8. Categorizzazione dei costi e loro regolazione

Struttura generale dei costi

- 8.1 Tenuto conto dell'esperienza e delle criticità emerse nel secondo periodo di regolazione in relazione alla classificazione dei costi e alla relativa regolazione, l'Autorità è orientata ad intervenire nel terzo periodo di regolazione attenendosi ad alcuni criteri generali (desumibili dagli obiettivi di cui al precedente punto 5.3):
- a) semplificazione della struttura dei costi;
 - b) parità di trattamento regolatorio per attività analoghe, indipendentemente dalle modalità con cui sono state svolte (es: lavori affidati esternamente o eseguiti con personale interno);
 - c) valorizzazione delle attività non realizzative, ma importanti per l'avanzamento della commessa;
 - d) maggior responsabilizzazione di Sogin in relazione all'efficientamento dei costi, sia quelli direttamente attribuibili all'avanzamento dei progetti di *decommissioning* che quelli più classificabili come costi di struttura.

- 8.2 Si ritiene pertanto opportuno distinguere i “costi di avanzamento”, cioè tutti i costi che sono più riconducibili all’avanzamento dei progetti di *decommissioning* (che siano interni o esterni e/o relativi ad attività realizzative o ad attività di ingegneria, *licensing*, *etc*) da quelli più propriamente identificabili come “costi di struttura”.
- 8.3 Nei prossimi due paragrafi si avanzano alcune proposte generali su come distinguere le categorie “costi di avanzamento” e “costi di struttura”, basandosi sulle classificazioni in vigore nel secondo periodo di regolazione. Detta proposta dovrà poi essere approfondita attraverso una mappatura di tutte le voci di costo di Sogin (secondo la logica della loro contabilità industriale) che le attribuisca univocamente ad una categoria o all’altra.
- 8.4 A tal proposito sarà data particolare attenzione anche ai costi del personale e alle diverse forme utilizzate da Sogin per il reclutamento del medesimo (ad esempio in relazione al personale interinale), nonché alle modalità di imputazione dei costi di incentivo all’esodo, ai fini di avere un quadro chiaro e trasparente dei costi interni della società.
- 8.5 Nei medesimi paragrafi sono delineati approfonditamente i criteri di trattamento regolatorio delle due categorie di costo.
- 8.6 Oltre ai “costi di avanzamento” e ai “costi di struttura”, si può identificare come terza categoria di costi quella degli investimenti sostenuti per la realizzazione di beni non destinati ad essere smantellati (quali ad esempio i costi di *software* e *hardware*, attrezzature di laboratori, *etc*).
- 8.7 Detta categoria di costi era già presente anche nei precedenti periodi di regolazione (“costi ad utilità pluriennale”), e i criteri generali di definizione e di regolazione di tale categoria possono essere confermati, con qualche affinamento illustrato nei punti 8.51-8.60.
- 8.8 Criterio generale di ammissibilità che si applica a tutte le categorie di costo sopra delineate è che, per quanto riguarda i costi derivanti dalle commesse esterne, dette commesse devono essere frutto di procedure di acquisto conformi al Codice degli Appalti.

S.6 – Si concorda con la struttura generale dei costi proposta? Motivare la risposta.

Definizione dei costi di avanzamento e loro regolazione

- 8.9 Come già evidenziato, l’Autorità è orientata a definire come “costi di avanzamento” sia i costi di attività di fasi quali *licensing*, ingegneria o committenza, sia quelli di realizzazione fisica delle attività di *decommissioning*, indipendentemente che siano svolte da personale interno o affidate a commesse esterne.
- 8.10 In sede di elaborazione del PVI 30 giugno 2020, Sogin ha modificato, rispetto al precedente programma a vita intera (nonché ai programmi quadriennali scorrevoli

del secondo periodo di regolazione), l'approccio di classificazione dei costi relativi al personale interno, passando da una logica basata solo sul numero di persone a una logica basata sull'approccio FTE (*Full Time Equivalent*).

- 8.11 Tale nuovo approccio favorisce la logica di definizione dei “costi di avanzamento” sopra delineata.
- 8.12 Tenendo conto di quanto evidenziato nei punti precedenti, si possono pertanto individuare due possibilità (non tenendo conto di una “opzione 0” che sarebbe quella di far coincidere la definizione dei “costi di avanzamento” con quella dei costi commisurati prevista nel secondo periodo di regolazione):
- a) includere nella definizione di “costi di avanzamento” tutti i costi che nel secondo periodo di regolazione erano classificati come “costi commisurati all'avanzamento” e “costi commisurabili” (che, per la logica FTE applicata da Sogin, nel PVI 30 giugno 2020 comprendono parte dei costi di personale obbligatorio in relazione alle ore direttamente impiegate nelle attività di *decommissioning*) (Opzione 1);
 - b) includere nella definizione di “costi di avanzamento” tutti i costi che nel secondo periodo di regolazione erano classificati come “costi commisurati all'avanzamento” e solo alcune voci di quelli che erano classificati come “costi commisurabili” (Opzione 2).
- 8.13 In relazione all'Opzione 2, i costi che nel secondo periodo di regolazione erano classificati come commisurabili che potrebbero essere inclusi nei “costi di avanzamento” sono:
- i costi di personale obbligatorio direttamente impiegato nelle attività di *decommissioning* (inclusi nel PVI 30 giugno 2020 nei costi commisurabili grazie alla logica FTE applicata da Sogin);
 - costi esterni per le consulenze e le prestazioni professionali relative ad attività commisurate all'avanzamento;
 - costi interni per attività di ingegneria, radioprotezione e *licensing*;
 - costi interni per acquisti;
 - costi interni per la sorveglianza dei lavori;
 - costi interni per la responsabilità solidale;
 - costi interni per la gestione del trasporto del combustibile.
- 8.14 In relazione alla regolazione dei “costi di avanzamento”, l'Autorità ritiene che si possa considerare la possibilità di utilizzare metodologie tipo *Earned Value (EV)*²³.
- 8.15 Dette metodologie non appaiono applicabili a livello dell'intera commessa nucleare nel suo complesso o di una centrale/impianto nella sua totalità (come del resto evidenziato da Sogin nel “Documento sull'avanzamento”, *cf*r Appendice 3), ma possono essere utilizzate a livello del singolo progetto (*task*).

²³ Le analisi di tipo Earned Value, sviluppate nell'ambito del Project Management, consentono di stimare, in un progetto, il valore maturato alla data di misurazione dell'avanzamento

- 8.16 In particolare, l’Autorità ritiene che le metodologie EV possano essere applicate in relazione alla fase di realizzazione di un progetto (*task*), che è una fase “*material based*” e nel calcolo dell’avanzamento fisico risulta avere un peso molto significativo (quasi sempre oltre l’80%), allineato all’incidenza dei costi di tale fase sulla intera *task*.
- 8.17 L’Autorità pertanto propone di applicare tali metodologie per valutare (relativamente alla sola fase di realizzazione) le *performance* di Sogin per ciascun progetto (*task*) in relazione ai costi sostenuti, indipendentemente che siano costi di commesse esterne o costi interni (es: costi di personale obbligatorio utilizzato direttamente in attività di *decommissioning*). Il “budget” di riferimento è dato dalle stime effettuate da Sogin nel PVI 30 giugno 2020.
- 8.18 Ad esempio, se nel PVI 30 giugno 2020 è previsto che, a una certa data, una *task* sia realizzata al 50% con un costo di 50 milioni di euro, e invece a consuntivo risulta, alla stessa data, che l’avanzamento effettivo è pari al 40% con un costo di 36 milioni, si tratta di uno scostamento positivo in quanto sulla base del budget il 40% di tale *task* avrebbe dovuto costare 40 milioni. Al contrario, se la *task* in questione è stata realizzata al 60%, ma con un costo di 70 milioni, si tratta di uno scostamento negativo, in quanto sulla base del budget avrebbe dovuto costare 60 milioni.
- 8.19 I risultati delle analisi EV condotte a livello della fase realizzativa di un progetto (*task*) possono essere sommati con quelli di altri progetti (*task*), sia a livello di singola centrale/impianto che in totale, affiancando pertanto indicazioni di costo accanto a quelle relative all’avanzamento della commessa nucleare di cui ai precedenti punti 7.13 e 7.14.
- 8.20 In merito a ciò, l’Autorità è orientata a sperimentare tali analisi EV solo su una selezione delle *task* più importanti, ad esempio quelle sul cammino critico e/o particolarmente importanti ai fini del miglioramento della sicurezza nucleare e/o di un certo importo economico.
- 8.21 L’Autorità sta altresì valutando l’opportunità di introdurre nella regolazione meccanismi di *sharing* in relazione agli scostamenti positivi o negativi realizzati da Sogin.
- 8.22 L’applicazione dei meccanismi di *sharing* degli scostamenti di costo comporterebbe di lasciare in capo a Sogin una percentuale di tali scostamenti: pertanto, in caso di scostamenti positivi, una percentuale di detti scostamenti si sommerebbe ai costi di avanzamento riconosciuti per l’anno di riferimento, in caso di scostamenti negativi, la medesima percentuale andrebbe a detrazione dei costi di avanzamento riconosciuti.
- 8.23 Si ritiene che in fase di prima attuazione, la percentuale di cui al precedente punto 8.22 possa essere fissata intorno al 10% - 15%, eventualmente con dei tetti (in valore assoluto, quindi sia per scostamenti complessivi negativi che per

scostamenti complessivi positivi), espressi in relazione al totale dei costi di avanzamento.

8.24 Tale meccanismo avrebbe un duplice vantaggio; da una parte costituirebbe un incentivo a Sogin a migliorare le proprie *performance* in relazione ai singoli progetti (*task*), anche nel caso in cui le *performance* generali non siano buone; dall'altra costituirebbe un disincentivo ad attribuire impropriamente costi di personale interno ai singoli progetti (*task*).

S.7 – Quale delle opzioni proposte per la definizione di “costi di avanzamento” si ritiene preferibile? Motivare la risposta.

S.8 – Si concorda con il modello di regolazione dei “costi di avanzamento” proposto dall’Autorità? Motivare la risposta.

S.9 – Si condivide la proposta relativa al meccanismo di *sharing* degli scostamenti dei costi di avanzamento, sulla base di analisi di tipo EV? Motivare la risposta.

Definizione dei costi di struttura e loro regolazione

8.25 La definizione dei costi che possono essere individuabili come “costi di struttura” risulta ovviamente complementare alla definizione dei “costi di avanzamento” di cui al precedente paragrafo.

8.26 In generale, i “costi di struttura” possono essere tutti o parte dei costi che nel secondo periodo di regolazione erano inclusi nelle quattro seguenti categorie:

- a) Costi obbligatori;
- b) Costi commisurabili non inclusi nei costi di avanzamento;
- c) Costi generali efficientabili;
- d) Costi di incentivo all’esodo.

8.27 I costi di cui al precedente punto 8.26, lettera a) (costi obbligatori) nel secondo periodo di regolazione erano soggetti ad analisi preventivo/consuntivo, ma non erano sottoposti a nessun obiettivo di recupero di efficienza, in ragione della loro natura di costi derivanti da precise prescrizioni normative anche in materia di sicurezza nucleare.

8.28 Come tuttavia già rilevato nel precedente punto 4.18, le più recenti istruttorie per la determinazione degli oneri nucleari hanno evidenziato come tali costi siano, entro certi limiti, razionalizzabili da parte di Sogin (ad esempio, in relazione alla attribuzione dei ruoli previsti nei Regolamenti di esercizio tra il personale obbligatorio).

8.29 Peraltro, la definizione dei costi obbligatori risulta molto ampia, e include anche fattispecie che non rientrano strettamente nell’ambito specifico delle problematiche del *decommissioning* nucleare.

- 8.30 Pertanto, l’Autorità è orientata a includere nei “costi di struttura” tutti i costi che nel secondo periodo di regolazione erano classificati come “costi obbligatori”, assoggettandoli di conseguenza ad un meccanismo di *cap* (vedere punti successivi).
- 8.31 Detti meccanismi, in generale, prevedono la possibilità di apportare aggiustamenti in relazione ad eventi imprevedibili ed eccezionali, e nella definizione di tali eventi si tiene già debitamente conto di fattispecie, come modifiche di normative sulla sicurezza nucleare, che possono influenzare significativamente i costi obbligatori (*cfr* capitolo 11).
- 8.32 L’orientamento in tema di trattamento regolatorio dei costi obbligatori potrà giovare, oltre che dei contributi che perverranno in esito alla presente consultazione, anche di opportuni approfondimenti da effettuare nell’ambito della collaborazione in atto con ISIN (*cfr* punto 2.17), anche per quanto riguarda una definizione più puntuale della natura dei costi obbligatori.
- 8.33 In relazione alla regolazione dei costi di cui al precedente punto 8.26, lettera d), (costi di incentivo all’esodo), come previsto nell’obiettivo di cui al precedente punto 5.3, lettera e), detti costi non saranno più oggetto di un riconoscimento separato, ma inclusi nei “costi di struttura”, in quanto l’Autorità ritiene opportuno lasciare in capo a Sogin la responsabilità di valutare le politiche di personale ai fini della gestione della commessa nucleare, tenendo conto dei vincoli di efficientamento individuati dall’Autorità.
- 8.34 Pertanto, fermo restando quanto precisato nel precedente punto 8.32, si possono definire due opzioni complementari a quelle di cui al precedente punto 8.12, che prevedono di includere nei “costi di struttura”, rispettivamente:
- a) tutti i costi che nel secondo periodo di regolazione erano classificati come “costi obbligatori”, “costi generali efficientabili” e “costi di incentivo all’esodo” (in modo complementare all’Opzione 1);
 - b) tutti i costi che nel secondo periodo di regolazione erano classificati come “costi obbligatori”, “costi generali efficientabili”, “costi di incentivo all’esodo” e alcune voci dei costi classificati come “costi commisurabili” (in modo complementare all’Opzione 2).
- 8.35 In relazione all’Opzione 2, i costi che nel secondo periodo di regolazione erano classificati come costi commisurabili che potrebbero essere inclusi nei “costi di struttura” sono:
- costi esterni per l’energia elettrica di sito;
 - costi esterni per contratti di somministrazione di lavoro (in relazione a questa fattispecie, si richiama quanto già evidenziato nel precedente punto 8.4);
 - costi mensa personale commisurabile;
 - costi esterni di funzionamento scuola di radioprotezione;
 - costi interni di personale formazione obbligatoria e SIRSA.

- 8.36 In relazione alla regolazione dei “costi di struttura”, come anticipato, si prevede di sottoporre tale categoria di costi a un *cap* con variazione anno su anno che includa un obiettivo di efficientamento in termini reali.
- 8.37 Come anno base si propone di utilizzare l’anno $n-2$, il 2019, come usualmente si fa in sede di regolazione. Peraltro, l’anno 2020 risulta un anno per molti aspetti problematico in relazione alla necessità di perimetrare e trattare separatamente gli effetti riconducibili alla pandemia da COVID-19.
- 8.38 Solitamente una regolazione basata sul “*price cap*” prevede che a fine periodo di regolazione ci sia un meccanismo di *sharing* che lascia in capo all’azienda parte dei recuperi di efficienza ottenuti nel medesimo periodo.
- 8.39 In considerazione, tuttavia, di quanto avvenuto nel corso del secondo periodo di regolazione, in cui si sono accumulati ritardi significativi nella commessa nucleare e ciò nonostante Sogin ha ottenuto dei margini sulla medesima commessa (*cf* Appendice 4), si ritiene di non applicare tale meccanismo di *sharing*, e di considerare come base i costi di struttura effettivi registrati nel 2019 (come già fatto, peraltro, in sede di determinazione a consuntivo degli oneri nucleari per il medesimo anno).
- 8.40 In relazione all’obiettivo di recupero di efficienza applicabile, l’Autorità è orientata a prendere come riferimento la programmazione stessa di Sogin.
- 8.41 Secondo quanto previsto dal PVI 30 giugno 2020, la somma dei costi “potenzialmente” di struttura di cui al precedente punto 8.26, considerando anche i costi per ISPRA-1 (il cui riconoscimento è stato sospeso) ha un andamento decrescente, come illustrato nella Tabella 1.

Tabella 1: andamento dei "costi di struttura" nei primi tre anni del PVI 30 giugno 2020
(dati in euro)

	delibera 290/2020/R/eel	dal PVI 30 giugno 2020		
	consuntivo 2019 (*)(**)	2021	2022	2023
Costi obbligatori	56.052.181	45.418.201	44.881.450	44.952.454
Costi commisurabili	30.794.876	42.719.630	42.099.751	43.950.832
Costi generali efficientabili	28.471.034	24.368.398	21.623.483	19.478.370
Costi di incentivo all'esodo	1.341.677	2.115.282	2.873.266	2.106.816
TOT	116.659.768	114.621.511	111.477.950	110.488.470
		<i>variazione vs 2019</i>	<i>variazione vs 2021</i>	<i>variazione vs 2022</i>
		-1,75%	-2,74%	-0,89%

(*) approvato con la deliberazione 290/2020/R/eel. Nella tabella sono inclusi i costi sostenuti nel 2019 per ISPRA - 1 il cui riconoscimento è stato sospeso.

(**) i costi obbligatori e commisurabili del 2019 e quelli previsti negli anni 2021-2023 non sono direttamente confrontabili in quanto nel PVI 30 giugno 2020 Sogin ha applicato la logica FTE, non applicata precedentemente

- 8.42 Qualora si adottasse la definizione di costi di struttura di cui al punto 8.34, la riduzione percentuale prevista negli anni dei "costi di struttura" potrà essere calcolata solo a valle della necessaria riclassificazione dei costi sia in relazione alla logica FTE (che nel 2019 non era applicata), sia eventualmente in relazione all'inclusione di solo parte dei costi commisurabili nella categoria dei "costi di struttura". Tenuto conto tuttavia del fatto che i costi commisurabili nel periodo 2021-2023 sono relativamente stabili, detta riduzione dovrebbe essere analoga a quanto evidenziato nel precedente punto 8.41.
- 8.43 Pertanto, il fattore di recupero di produttività del *price-cap* applicabile alla categoria "costi di struttura" si ritiene potrà collocarsi nell'intervallo tra 1% e il 2%, in termini reali.
- 8.44 In relazione alle problematiche evidenziate in merito ai costi obbligatori, a valle degli approfondimenti di cui al precedente punto 8.32, si potrà valutare l'opportunità di espungere alcune voci dei costi obbligatori dai "costi di struttura" e sottoporli ad un obiettivo di recupero di efficienza meno stringente.
- 8.45 Per quanto riguarda gli obiettivi di "responsabilizzare Sogin in relazione al rispetto dei programmi, superando, tra l'altro, la distinzione cause endogene/cause esogene" e di definire "modalità di riconoscimento dei costi che non consentano a Sogin di conseguire dei margini nei casi in cui la programmazione venga significativamente disattesa" (cfr precedente punto 5.3)

l’Autorità è orientata a modulare in parte il riconoscimento dei costi di struttura sulla base dell’avanzamento fisico complessivo della commessa nucleare.

- 8.46 In particolare, si propone che:
- a) il fattore di recupero di produttività di cui al precedente punto 8.43 sia annullato, qualora Sogin consegua un avanzamento complessivo sostanzialmente pari o superiore a quello preventivato per l’anno dal PVI 30 giugno 2020;
 - b) il fattore di recupero di produttività di cui al precedente punto 8.43 sia dimezzato, qualora Sogin consegua un avanzamento complessivo inferiore a, ma non eccessivamente lontano da, quello preventivato nell’anno dal PVI 30 giugno 2020;
 - c) qualora l’avanzamento complessivo della commessa nucleare registrato a consuntivo risulti significativamente inferiore a quanto programmato, i “costi di struttura” riconosciuti siano pari al minimo tra quanto riconoscibile in base all’applicazione del *cap* e i costi effettivamente sostenuti da Sogin.
- 8.47 L’avanzamento complessivo della commessa nucleare di cui al precedente punto 8.46 non può che essere misurato secondo gli indici sintetici proposti ai precedenti punti 7.13 e 7.14.
- 8.48 Ai fini dell’applicazione di quanto previsto al precedente punto 8.46 devono essere ovviamente fissate delle soglie di attivazione dei diversi meccanismi di applicazione del *price-cap*.
- 8.49 L’Autorità propone che:
- si applichi quanto previsto al precedente comma 8.46, lettera a), qualora gli indici di cui ai precedenti punti 7.13 e 7.14 registrati a consuntivo risultino pari almeno al 95% di quelli previsti dal PVI 30 giugno 2020 per il medesimo anno;
 - si applichi quanto previsto al precedente comma 8.46, lettera b), qualora gli indici di cui ai precedenti punti 7.13 e 7.14 registrati a consuntivo risultino compresi tra l’85% e il 95% di quelli previsti dal PVI 30 giugno 2020 per il medesimo anno;
 - si applichi il fattore di recupero di produttività di cui al precedente comma 8.43 qualora gli indici di cui ai precedenti punti 7.13 e 7.14 registrati a consuntivo risultino pari a una percentuale tra il 75% e l’85% di quelli previsti dal PVI 30 giugno 2020 per il medesimo anno;
 - si applichi quanto previsto al precedente comma 8.46, lettera c), qualora gli indici di cui ai precedenti punti 7.13 e 7.14 registrati a consuntivo risultino minori del 75% rispetto a quelli previsti dal PVI 30 giugno 2020 per il medesimo anno.
- 8.50 Qualora la durata del terzo periodo di regolazione sia fissata in 6 anni (con semiperiodi di tre), l’Autorità propone che i valori di soglia proposti nel precedente punto 8.49 possano essere differenziati nei diversi anni del

semiperiodo in considerazione della maggior incertezza cui deve far fronte l'impresa in relazione a previsioni di anni più lontani.

S.10 – Quale delle alternative proposte per la definizione di “costi di struttura” si ritiene preferibile? Motivare la risposta.

S.11 – Si concorda con il modello di regolazione dei “costi di struttura” proposto dall’Autorità? Motivare la risposta?

S.12 – Come potrebbero essere modificati i valori di soglia in relazione alla modulazione della regolazione dei “costi di struttura” tra i diversi anni del semiperiodo di regolazione?

Costi ad utilità pluriennale

- 8.51 Come già ricordato nel precedente punto 8.7, la definizione dei “costi ad utilità pluriennale” prevista nel secondo periodo di regolazione può essere applicata anche al terzo.
- 8.52 I costi ad utilità pluriennale sono costi esterni sostenuti per la realizzazione di beni destinati a non essere smantellati o che hanno una vita utile inferiore alla durata della commessa nucleare. Essi si riferiscono generalmente:
- ai laboratori e alle relative attrezzature;
 - agli strumenti di misura;
 - ad *hardware*/ai *software* gestionali;
 - a mobili e arredi della sede centrale e dei siti;
 - ai collegamenti con le prefetture e la forza pubblica (rete geografica di security);
 - alle apparecchiature e installazioni di security per la sede e per i siti.
- 8.53 Per il terzo periodo di regolazione l’Autorità propone tuttavia di modificare in parte i criteri di ammissibilità dei costi ad utilità pluriennale.
- 8.54 Si propone in particolare di distinguere, tra i costi di cui al precedente punto 8.52, quelli relativi agli investimenti più rilevanti in termini di criticità per la sicurezza nucleare e che siano di importo significativo (ad esempio, oltre 1 milione di euro) (“investimenti significativi”).
- 8.55 In relazione ai costi degli investimenti significativi, Sogin deve motivare la spesa prevista. A consuntivo detti costi potranno essere sottoposti ad analisi tipo *EV*, ed eventuali maggiori costi registrati in base all’avanzamento effettivo dovranno essere motivati.
- 8.56 Si prevede inoltre un termine di tempo per la realizzazione degli investimenti significativi, oltre il quale la loro mancata realizzazione venga considerata ai fini dei meccanismi di cui al precedente punto 8.46.

- 8.57 Detto termine di tempo potrebbe essere fissato a un anno di massimo ritardo ammissibile nel caso di durata del terzo periodo regolatorio di quattro anni (semiperiodo di due) e due anni nel caso di durata del terzo periodo regolatorio di sei anni (semiperiodo di tre).
- 8.58 Per quanto riguarda le modalità di riconoscimento dei costi ad utilità pluriennale, l’Autorità conferma quanto già applicato nei precedenti periodi di regolazione, che prevedevano il riconoscimento degli ammortamenti e di un’equa remunerazione del capitale investito (qualora di valore positivo).
- 8.59 Si ricorda che, stante le modalità di finanziamento di Sogin, in tutti gli anni di tutti i periodi regolatori, il capitale investito è sempre risultato negativo, e pertanto è Sogin che ha riconosciuto un corrispettivo al sistema elettrico.
- 8.60 In relazione a quanto evidenziato nel precedente punto 8.59, si precisa che l’Autorità intende confermare in linea generale le modalità di finanziamento della commessa nucleare, con le seguenti modifiche:
- qualora il capitale investito netto risulti negativo, Sogin sia chiamata a riconoscere al sistema elettrico un tasso di interesse pari al maggior valore tra 1,5% e quello ottenuto dalla Cassa sui propri conti di gestione;
 - annullare la soglia di 10 milioni di euro (in valore assoluto) previsto nel secondo periodo regolatorio, entro la quale non era richiesto a Sogin alcun interesse da riconoscere al sistema elettrico.

S.13 – Si concorda con le modifiche apportate al modello di regolazione previsto per i “costi ad utilità pluriennale”? Motivare la risposta.

9. Meccanismi di incentivazione per l’avanzamento delle attività di *decommissioning*

- 9.1 In relazione agli obiettivi di “ *responsabilizzare Sogin in relazione al rispetto dei programmi, superando, tra l’altro, la distinzione cause endogene/cause esogene*”, nonché di “*ripensare la logica incentivante della regolazione*”, poiché nel secondo periodo di regolazione, come già evidenziato, il meccanismo di premio/penalità non ha sortito effetti soddisfacenti in termini di accelerazione della commessa nucleare, l’Autorità ritiene opportuno abbandonare tale meccanismo e la “logica” delle *milestone*.
- 9.2 Il modello di regolazione proposto nel presente documento per la consultazione prevede meccanismi di incentivazione diversi e innovativi, in particolare il meccanismo di *sharing* sui costi di avanzamento (*cf*r punto 8.22) e la modulazione del riconoscimento dei costi di struttura in relazione alla *performance* complessiva della commessa nucleare, valutata attraverso indici sintetici dell’avanzamento fisico (*cf*r punto 8.46).

- 9.3 Tuttavia, l’Autorità sta valutando l’opportunità di affiancare ai meccanismi ricordati nel precedente punto 9.2 anche il riconoscimento di un premio basato sulla realizzazione di uno o al massimo due obiettivi nell’ambito di un semiperiodo, estremamente strategici in relazione alla sicurezza nucleare dei siti e/o all’avanzamento delle attività di *decommissioning*.
- 9.4 Detto/i obiettivo/i sarebbero fissati sulla base del PVI 30 giugno 2020 e non più modificabili, neanche in relazione ad eventi imprevedibili ed eccezionali, e darebbero luogo ad un premio non superiore a 1 milione di euro.
- 9.5 In relazione alle caratteristiche sopra delineate, si ritiene che il meccanismo di riconoscimento di un premio sarebbe applicabile nel caso di un semiperiodo di tre anni (Opzione A).
- 9.6 In tale periodo si potrebbe identificare come primo obiettivo strategico la licenza di esercizio dell’impianto Cemex, che secondo il PVI 30 giugno 2020 dovrebbe entrare in funzione entro la fine del 2023.

S.14 – Come si valuta la proposta dell’Autorità in merito al meccanismo di premio? Motivare la risposta.

10. Trattamento dei ricavi (e margini sulle attività per terzi)

Ricavi afferenti la commessa nucleare

- 10.1 Principio generale che ha guidato la regolazione dell’Autorità nel corso dei periodi regolatori è che tutti i ricavi e le sopravvenienze attive afferenti alla commessa nucleare devono concorrere al 100% alla copertura dei costi della medesima commessa riconosciuti dall’Autorità.
- 10.2 Come già ricordato, le disposizioni nel secondo periodo regolatorio (analogamente a quelle del primo) prevedevano una parziale deroga al suddetto principio, lasciando in capo a Sogin una percentuale pari al 20% di alcune fattispecie di ricavi afferenti alla commessa nucleare e, in particolare:
- i ricavi derivanti dalle attività di smantellamento (quali la vendita di rottami, altri materiali e attrezzature);
 - i ricavi connessi alla vendita/valorizzazione di edifici e terreni;
 - i ricavi derivanti da servizi di formazione prestati a terzi.
- 10.3 Anche se, come ricordato al punto 4.10, dette disposizioni hanno trovato limitata applicazione da parte di Sogin, e non hanno fornito il contributo sperato per l’accelerazione delle attività di smantellamento, l’Autorità comunque ritiene opportuno confermare nella sostanza le suddette disposizioni anche nel terzo periodo di regolazione, prevedendo di lasciare in capo alla Sogin una percentuale che può variare dal 10% al 20% per le medesime fattispecie di ricavi di cui al precedente punto.

- 10.4 D'altro canto, va osservato che, nell'ambito della commessa nucleare, Sogin sta sviluppando tecnologie e/o impianti che potrebbero essere utilizzati per analoghi progetti di commesse per terzi (ad esempio: l'impianto WOX per il trattamento delle resine di Trino e l'impianto di cementazione mobile SICOMOR). La stessa Sogin nel "Documento sull'avanzamento" ha esplicitamente previsto una categoria di *task* che riguarda, tra l'altro, "lo studio e sviluppo nuove tecnologie".
- 10.5 Poiché lo sviluppo e realizzazione di tali tecnologie e/o impianti è finanziato al 100% dalla commessa nucleare, eventuali *royalties* di utilizzo per terzi, sulla base del principio generale di cui al precedente punto 10, sono ricavi afferenti alla commessa nucleare.
- 10.6 Al fine di incentivare Sogin a valorizzare al meglio il proprio *know-how*, con ricadute positive anche per l'utente elettrico, l'Autorità propone di affiancare alle fattispecie di cui al precedente punto 10.2 anche eventuali *royalties* relative all'utilizzo di tecnologie sviluppate nell'ambito della commessa nucleare, lasciando pertanto in capo a Sogin una percentuale tra il 10% e il 20% di tali ricavi.
- 10.7 Ai fini di incentivare ulteriormente lo sfruttamento di tecnologie sviluppate nell'ambito della commessa nucleare, si può anche valutare l'opportunità di prevedere che Sogin sia obbligata a presentare un piano per la valorizzazione sul mercato di impianti/tecnologie innovative sviluppate nell'ambito della commessa nucleare, pena la riconoscibilità dei costi connessi.
- 10.8 Si precisa, peraltro, che le attività di vendita/valorizzazione dei siti risultano certamente più realizzabili nel momento in cui i siti raggiungono almeno lo stato di *Brown Field*, se non addirittura quello di *Green Field*, e pertanto si collocano, per quasi tutti i siti, in un orizzonte temporale che va al di là di quello previsto per il terzo periodo regolatorio. Anche eventuali utilizzi di tali tecnologie/impianti, visti i tempi di sviluppo, appaiono più possibili in un orizzonte temporale che per lo più va oltre il terzo periodo di regolazione.

S.15 – Si concorda con le considerazioni dell'Autorità in materia di trattamento dei ricavi? Motivare la risposta.

Margini ottenuti sulle attività per terzi

- 10.9 Il decreto 2 dicembre 2004 prevede che Sogin "*sviluppa l'attività per terzi sui mercati anche esteri con riguardo alla tutela dell'ambiente, in particolare con riferimento a consulenze e servizi relativi alla caratterizzazione, agli studi, alle bonifiche ambientali, alla sicurezza e radioprotezione, al trattamento dei rifiuti radioattivi ed allo smantellamento di impianti nucleari e loro disattivazione al*

fine di una migliore utilizzazione e valorizzazione delle strutture, risorse e competenze disponibili garantendo efficienza e professionalità alle attività (relative alla commessa nucleare n.d.r)”, mentre la legge 239/04²⁴ ha previsto che “ai fini di una migliore valorizzazione e utilizzazione delle strutture e delle competenze sviluppate, la SOGIN Spa svolge attività di ricerca, consulenza, assistenza e servizio in tutti i settori attinenti all’oggetto sociale, in particolare in campo energetico, nucleare e di protezione dell’ambiente, anche all’estero. Le attività di cui al presente comma sono svolte dalla medesima società, in regime di separazione contabile anche tramite la partecipazione ad associazioni temporanee di impresa” (cfr articolo 1, comma 103).

- 10.10 In relazione alle attività per terzi, che sono gestite in contabilità separata e finanziate da risorse esterne alla bolletta elettrica, Sogin ha più volte sottolineato come tali attività siano di beneficio alla commessa nucleare in quanto impiegherebbero personale afferente alla commessa nucleare nei periodi di minore intensità operativa della stessa.
- 10.11 Nella documentazione inviata in data 20 ottobre 2020²⁵, inoltre, Sogin evidenzia come *“Dalle attività verso terzi, inoltre, svolte frequentemente in partenariato con Entità ad alta valenza tecnologia, si hanno sensibili ricadute di conoscenze, esperienze e tecnologie, che sono utilmente impiegate nella attività di decommissioning interna (progetti core della Commessa Nucleare)”*.
- 10.12 Fermo restando che a giudizio dell’Autorità le attività di *decommissioning* devono costituire la priorità per Sogin, nell’interesse complessivo del sistema, non è secondario considerare che Sogin negli ultimi anni ha conseguito margini su attività per terzi potendo fare affidamento su infrastrutture e competenze finanziate e sviluppate nell’ambito della commessa nucleare.
- 10.13 Pertanto, l’Autorità con la deliberazione 417/2020/R/eel ha previsto come obiettivo anche quello che le politiche di valorizzazione dei siti e delle competenze *“comportino anche ricadute favorevoli in termini di riduzione del peso della commessa nucleare ricadente sulle bollette dei clienti italiani, attraverso ad esempio meccanismi di sharing dei margini ottenuti sulle attività terze”*.
- 10.14 Detti meccanismi di *sharing* sono già previsti in altri settori regolati.
- 10.15 Detta problematica sarà opportunamente approfondita nell’ambito dell’aggiornamento dei criteri di separazione contabile, da sviluppare nel corso del 2021.
- 10.16 Come prima proposta si potrebbe valutare un meccanismo di *sharing* sui margini positivi realizzati da Sogin sulle commesse per terzi dell’ordine del 50%.

²⁴ La legge 23 agosto 2008, n. 239/04.

²⁵ Prot. 33590 del 20 ottobre 2020.

S.16 – Si concorda con le considerazioni dell’Autorità in relazione alle commesse per terzi? Motivare la risposta.

11. Eventi imprevedibili ed eccezionali

- 11.1 Come evidenziato nel precedente punto 5.3, lettera a), uno degli obiettivi principali che l’Autorità si pone per il terzo periodo di regolazione è responsabilizzare maggiormente Sogin nel rispetto dei propri programmi, superando, tra l’altro, la distinzione tra cause esogene e cause endogene per giustificare i ritardi.
- 11.2 Tuttavia, alcuni aspetti della regolazione proposta nel presente documento per la consultazione, quale l’inclusione dei costi obbligatori nei costi di struttura soggetti a cap (*cfr* punto 8.30), impone di valutare con attenzione gli eventi imprevedibili ed eccezionali che rimangono l’unico motivo ammesso per non applicare quanto previsto nei medesimi punti.
- 11.3 Nel secondo periodo di regolazione i casi imprevedibili ed eccezionali erano così definiti:
- 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 definizione di livelli di rilascio all’ambiente più stringenti di quelli adottati come riferimento nelle previsioni da Sogin o variazione del perimetro nucleare;
 - c) eventi naturali catastrofici, quali inondazioni, allagamenti, terremoti *etc*, a fronte dei quali sia stato dichiarato lo stato di calamità naturale dalle autorità competenti;
 - d) modifiche normative che comportino una variazione significativa dei costi obbligatori;
 - e) modifiche normative che comportino una variazione significativa dei costi di personale.
- 11.4 Detto elenco era tuttavia affiancato da quello relativo alle cause esogene ammesse ai fini dell’ammissibilità di uno spostamento in avanti di *milestone* già fissate dall’Autorità, che erano:
- a) mancata emissione di autorizzazioni;
 - b) atti prescrittivi non previsti che comportino un cambiamento significativo nelle modalità di esecuzione dei progetti;
 - c) rilevamento di rifiuti radioattivi o di altre sostanze tossiche (es: amianto) non identificabili nella documentazione progettuale originaria, ovvero di livelli di radioattività o di inquinamento ambientale significativamente superiori a quelli previsti;

- d) modifiche del quadro normativo che comportino un cambiamento significativo nell'*iter* autorizzativo dei progetti;
 - e) atti di autorità terze che vincolino l'andamento delle attività svolte da Sogin.
- 11.5 Si ritiene opportuno che, per definire gli eventi imprevedibili ed eccezionali ammissibili nel terzo periodo di regolazione, l'elenco di cui al precedente punto 11.3, sia integrato con alcuni punti dell'elenco di cui al precedente punto 11.4, in particolare in relazione ad eventi effettivamente non nella disponibilità di Sogin.
- 11.6 Tale criterio si applica sicuramente alle fattispecie di cui al precedente punto 11.4, lettere d) ed e), mentre nell'ottica di responsabilizzare Sogin nei rapporti con gli enti autorizzativi non si ritiene opportuno considerare i punti di cui alle fattispecie di cui al precedente punto 11.4, lettere a) e b).
- 11.7 In merito alla fattispecie di cui al precedente punto 11.4, lettera c), si ritiene che esso debba essere meglio sviluppato, per distinguere i casi effettivamente non nella disponibilità di Sogin.
- 11.8 Ovviamente la pandemia COVID-19 sarà considerata come un evento imprevedibile ed eccezionale (per la precisione rientrante nella fattispecie di cui al precedente punto 11.3, lettera c) e e). Infatti, sebbene lo scoppio di detta pandemia risultasse già noto a Sogin al momento dell'invio del PVI 30 giugno 2020, i fatti di cronaca hanno dimostrato come la sua evoluzione sia di fatto del tutto imprevedibile.
- 11.9 Nella Tabella 2 sono sintetizzate le modifiche alla definizione degli eventi imprevedibili ed eccezionali proposte nel presente paragrafo.

Tabella 2: definizione degli eventi imprevedibili ed eccezionali nel terzo periodo di regolazione
(confrontato con il secondo periodo di regolazione)

SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE		TERZO PERIODO DI REGOLAZIONE	
eventi imprevedibili ed eccezionali	cambiamenti sostanziali negli indirizzi strategici ed operativi emanati dal Ministero dello sviluppo economico	eventi imprevedibili ed eccezionali	cambiamenti sostanziali negli indirizzi strategici ed operativi emanati dal Ministero dello sviluppo economico
	modifiche nel quadro normativo di riferimento della commessa nucleare che comportino definizione di livelli di rilascio all'ambiente più stringenti di quelli adottati come riferimento nelle previsioni dalla Sogin o variazione del perimetro nucleare		modifiche nel quadro normativo di riferimento della commessa nucleare che comportino definizione di livelli di rilascio all'ambiente più stringenti di quelli adottati come riferimento nelle previsioni dalla Sogin o variazione del perimetro nucleare
	eventi naturali catastrofici, quali inondazioni, allagamenti, terremoti etc, a fronte dei quali sia stato dichiarato lo stato di calamità naturale dalle autorità competenti		eventi naturali catastrofici, quali inondazioni, allagamenti, terremoti etc, a fronte dei quali sia stato dichiarato lo stato di calamità naturale dalle autorità competenti
	modifiche normative che comportino una variazione significativa dei costi obbligatori		modifiche normative che comportino una variazione significativa dei costi obbligatori
cause esogene ammissibili per spostamenti di milestone	modifiche normative che comportino una variazione significativa dei costi di personale	eventi imprevedibili ed eccezionali	modifiche normative che comportino una variazione significativa dei costi di personale
	mancata emissione di autorizzazioni		non incluso
	atti prescrittivi non previsti che comportino un cambiamento significativo nelle modalità di esecuzione dei progetti		non incluso
	rilevamento di rifiuti radioattivi o di altre sostanze tossiche (es: amianto) non identificabili nella documentazione progettuale originaria, ovvero di livelli di radioattività o di inquinamento ambientale significativamente superiori a quelli previsti		da approfondire
cause esogene ammissibili per spostamenti di milestone	modifiche del quadro normativo che comportino un cambiamento significativo nell'iter autorizzativo dei progetti	eventi imprevedibili ed eccezionali	modifiche del quadro normativo che comportino un cambiamento significativo nell'iter autorizzativo dei progetti
	atti di autorità terze che vincolino l'andamento delle attività svolte dalla Sogin		atti di autorità terze che vincolino l'andamento delle attività svolte dalla Sogin

S.17 – Si concorda con le considerazioni dell’Autorità in materia di eventi imprevedibili ed eccezionali? Motivare la risposta.

S.18 – Come potrebbe essere meglio individuata la fattispecie in relazione al rinvenimento di rifiuti radioattivi, sostanze tossiche e livelli di radioattività non previsti?

S.19 – Si ritiene che nell’elenco degli eventi imprevedibili ed eccezionali debbano essere inserite altre fattispecie di eventi non citate?

12. Precisazioni in relazione a problematiche *unbundling*

- 12.1 Il punto 7 della deliberazione 417/2020/R/eel prevede che i criteri di separazione contabile delle attività di Sogin, che sono stati definiti nel primo periodo di regolazione con la deliberazione ARG/elt 103/08, e poi di fatto applicati anche nel secondo, siano aggiornati nel corso del primo anno del terzo periodo di regolazione (2021).
- 12.2 Nelle more del suddetto aggiornamento, sono confermati i criteri per la definizione dei servizi comuni e dei *driver* di ribaltamento dei relativi costi sulla commessa nucleare applicati nel secondo periodo di regolazione.

12.3 Sono altresì confermate le modalità di trattamento degli Acconti nucleari.

13. Trasparenza

13.1 In relazione al fatto che la commessa nucleare è interamente finanziata dall'utente elettrico, l'Autorità ritiene opportuno introdurre adeguate forme di trasparenza e di pubblicità sull'andamento della medesima.

13.2 Dette esigenze devono peraltro essere contemperate da quelle imprescindibili di tutela della sicurezza dei cittadini, data la potenziale natura sensibile di molte informazioni relative al *decommissioning* nucleare.

13.3 L'Autorità è pertanto orientata a prevedere l'obbligo da parte di Sogin di pubblicare sul proprio sito internet, in una sezione ben evidente e sufficientemente comprensibile anche per i non esperti del settore:

- a) i principali obiettivi del PVI 30 giugno 2020;
- b) una sintesi della metodologia prevista nel "Documento per l'avanzamento", nonché delle modalità di calcolo degli indici sintetici di avanzamento delle singole centrali/impianti e della commessa nucleare di cui ai precedenti punti 7.9, 7.13 e 7.14;
- c) un aggiornamento sull'andamento della commessa nucleare rispetto agli obiettivi di cui alla precedente lettera a);
- d) un aggiornamento sulle determinazioni dell'Autorità in merito alla commessa nucleare (una volta definitive a valle del nulla osta dei ministeri competenti).

13.4 In relazione a quanto previsto nel precedente punto 13.3, lettera a), si ritiene che le informazioni minime che devono essere pubblicate siano:

- per ogni centrale/impianto, l'elenco dei principali progetti(*task*) da realizzare negli anni almeno fino al 2023 e la percentuale di avanzamento di ciascuno prevista alla fine di ciascun anno dal PVI 30 giugno 2020. Si ritiene che tali progetti debbano essere quelli di cui al precedente punto 7.9 (fatte salve eventuali esigenze di riservatezza per motivi di sicurezza);
- se compatibile con la tutela della sicurezza, detto elenco deve evidenziare i progetti che consentono di incrementare significativamente la sicurezza nucleare dei siti;
- per ogni centrale e impianto la percentuale di avanzamento complessiva prevista alla fine di ogni anno, misurata come previsto al precedente punto 7.9;
- l'indice sintetico generale di avanzamento della commessa nucleare di cui ai precedenti punti 7.13 e 7.14 previsto alla fine di ciascun anno almeno fino al 2023 dal PVI 30 giugno 2020.

13.5 In relazione a quanto previsto nel precedente punto 13.3, lettera c), l'Autorità ritiene che Sogin debba aggiornare con frequenza almeno trimestrale i seguenti dati:

- percentuale di avanzamento fisico raggiunta in relazione alla singola centrale/impianto;
 - percentuale di avanzamento dei progetti che consentono di incrementare significativamente la sicurezza nucleare dei siti;
 - percentuale di avanzamento fisico della commessa nucleare nel suo insieme.
- Dette percentuali devono essere confrontate con l'obiettivo previsto dal PVI 30 giugno 2020 alla fine dell'anno in corso.

S.20 – Si concorda con la proposta dell’Autorità in materia di trasparenza?

S.21 – Si ritiene che sia utile o necessario includere altre informazioni a quelle minime previste nel presente paragrafo (fatte salve le esigenze di tutela della sicurezza?)

Parte quarta: fasi successive alla presente consultazione

14. Prossimi passi

- 14.1 A valle dei risultati della presente consultazione, l’Autorità prevede di adottare un primo provvedimento di fissazione dei criteri generali di regolazione da applicare nel terzo periodo di regolazione.
- 14.2 Ai sensi della normativa vigente, i provvedimenti dell’Autorità in tema di riconoscimento degli oneri nucleari entrano in vigore trascorsi 60 giorni dalla loro adozione; durante tale periodo il Ministro dell’economia e finanza e il Ministro dello sviluppo economico possono formulare osservazioni all’Autorità. In tal caso, l’Autorità valuta eventuali modifiche al provvedimento di cui al punto precedente, o lo conferma.
- 14.3 Successivamente dovranno essere adottati i seguenti provvedimenti attuativi:
- un provvedimento di determinazione a preventivo degli oneri nucleari per il primo semiperiodo, prendendo atto del PVI 30 giugno 2020;
 - un provvedimento che approva i presupposti tecnici alla base della regolazione del terzo periodo, e in particolare la metodologia di misura dell’avanzamento dei singoli progetti (*task*), nonché di calcolo degli indici sintetici relativi alla singola centrale/impianto e alla commessa nucleare nel suo complesso;
 - un provvedimento che fissa i parametri quantitativi dei criteri di efficienza economica (ad esempio il valore della base costi soggetti a *price-cap*).

Appendice 1 – Tempistiche previste nei programmi a vita intera di Sogin

Nella tabella sono evidenziate le tempistiche previste negli ultimi programma a vita intera della commessa nucleare in relazione alla data di *Brown Field* per le diverse centrali e impianti. Il programma 2013 (sottolineato in azzurro) è stato preso a riferimento per il secondo periodo di regolazione, mentre il PVI 30 giugno 2020 (arancione) sarà quello di riferimento per il terzo.

Il sito di ISPRA -1 è stato incluso solo nell'ultimo programma a vita intera.

Tempistiche programmi a vita intera Sogin					
	Programma 2010	Programma 2012	Programma 2013	PVI 16 novembre 2017	PVI 30 giugno 2020
Caorso					
<i>istanza di disattivazione</i>	2012	2012	2013	2014	2014
<i>fine smantellamento (brown field)</i>	2024	2024	2025	2031	2031
Casaccia					
<i>istanza di disattivazione</i>	2016	2016	2017	2020	2024
<i>fine smantellamento (brown field)</i>	2021	2021	2021	2029	2029
Garigliano					
<i>istanza di disattivazione</i>	2011	2012	2012	2012	2012
<i>fine smantellamento (brown field)</i>	2024	2024	2024	2026	2026
Latina					
<i>istanza di disattivazione</i>	2017	2017	2014	2018	2020
<i>fine smantellamento (end state fase 1) (*)</i>	2021	2021	2021	2026	2027
Saluggia					
<i>istanza di disattivazione</i>	2015	2015	2016	2018	2028
<i>fine smantellamento (brown field)</i>	2025	2025	2025	2036	2035
Trino					
<i>istanza di disattivazione</i>	2011	2012	2012	2012	2012
<i>fine smantellamento (brown field)</i>	2018	2019	2019	2031	2029
Trisaia					
<i>istanza di disattivazione</i>	2014	2014	2015	2019	2023
<i>fine smantellamento (brown field)</i>	2023	2023	2023	2036	2035
Bosco Marengo					
<i>istanza di disattivazione</i>	2008	2008	2008	2008	2008
<i>fine smantellamento (brown field)</i>	2012	2012	2013	2018	2020
ISPRA - 1					
<i>istanza di disattivazione</i>	nd	nd	nd	nd	2023
<i>fine smantellamento (end state) (*)</i>	nd	nd	nd	nd	2028

(*) per Ispra e Latina il Brown Field non prevede la rimozione della grafite e lo smantellamento del nocciolo

Appendice 2 – Raccomandazioni Artemis

Sogin ha richiesto all’Agenzia Internazionale per l’Energia Atomica (AIEA) una revisione indipendente del proprio programma globale di *decommissioning* secondo lo schema definito dall’Euratom (Artemis) per verificarne la conformità agli standard internazionali.

Il programma predisposto da Sogin (allora, il PVI 16 novembre 2017) è stato quindi sottoposto ad una *Peer Review* internazionale nell'ambito dei servizi ARTEMIS (AIEA Radioactive Waste Management Integrated Review Service).

Nell’ambito di tale *Peer Review* ARTEMIS ha elaborato delle raccomandazioni (R) e suggerimenti (S), dirette in parte al Governo Italiano e in parte a Sogin, qui sotto elencate:

- *It is recommended that the Government of Italy give high priority to establishing a National Repository for disposal of radioactive waste (R1);*
- *It is recommended that the Government of Italy implement efforts to strengthen the capacity of the regulatory body for safety, consistent with the Legislative Decree 45/2014 (R2);*
- *It is recommended that SOGIN’s strategic governance be strengthened to minimise the effect of the frequent changes at the Board level (R3);*
- *It is recommended that SOGIN take a more proactive stance with the safety regulator and other relevant bodies in order to make the authorization processes faster and more efficient, ensuring that prompt and detailed information is provided to support the safety assessments necessary for the decommissioning licenses and other authorizations (R4);*
- *It is recommended that SOGIN increase the use of strategic risk modelling by applying it to provide greater confidence in the total cost and completion dates (R5);*
- *It is recommended that the Government of Italy adopt the clearance levels provided in Directive 2013/59/Euratom of 5 December 2013 for unconditional clearance as well as the full set of clearance levels provided in the recommendations of the European Commission RP 89 and RP 113 for clearance of metal scrap for recycling, buildings for the demolition or reuse and for building rubble (R6);*
- *It is recommended that SOGIN continue to screen waste package inventories in the storage facilities to identify material eligible for clearance (R7);*
- *It is recommended that the Government of Italy take as the basis for authorised discharges Requirement 31 of the IAEA Basic Safety Standards (identical provision is found in the European BSS) (R8);*

- *It is recommended that SOGIN pursue opportunities to release of parts of sites once they have been decommissioned to the point of having only radioactive waste storage facilities on site (i.e., reduce the footprint of the site) (R9).*
- *It is recommended that SOGIN adopt the terminology of interim and end states in their strategies and plans instead of brown and green field (R10);*
- *It is suggested that use of the “Conferenze di Servizi” provisions of Italian law be increased as appropriate to expedite authorizations (S1);*
- *It is suggested that consideration be given to periodic technical external reviews to independently challenge major elements of the decommissioning projects, e.g. reactor pressure vessel(s) and internals dismantling, to ensure they are consistent with good practices, waste minimization, etc (S2);*
- *It is suggested that SOGIN increase the use of framework contracts and also make greater use of the more flexible processes available under Legislative Decree 50/2016 (S3);*
- *It is suggested that with the commencement of reactor pressure vessels and internals dismantling that SOGIN take advantage of international operating experience and best available practice (S4);*
- *It is suggested that where Task experience has been gained it is shared for future Tasks through the use of personnel rotation (S4);*
- *It is suggested that SOGIN continue to use innovative approaches including remote handling and robotics to optimise dose uptake and occupational risks, e.g. remote handling in waste stores (S6).*

Appendice 3 – Caratteristiche principali della metodologia di misurazione dell'avanzamento fisico

La metodologia di misurazione dell'avanzamento fisico della commessa nucleare descritta nel “Documento sull'avanzamento” prevede la seguente articolazione della commessa nucleare

- il programma dell'intera commessa è articolato per *siti* (centrali/impianti);
- il *decommissioning* di un sito è articolato in progetti (*task*);
- ogni *task* è caratterizzata da una *categoria*, come nel seguito definite;
- ogni *task* si compone di più *fasi*, come nel seguito definiti.

I diversi progetti (*task*) di smantellamento delle centrali e impianti sono caratterizzati in 5 categorie principali, che possono essere assimilate alle principali attività definite nelle istanze di disattivazione.

Le categorie sono le seguenti:

- adeguamento/costruzione depositi-costruzione facility;
- demolizioni/smantellamenti;
- trattamento rifiuti;
- bonifica sito;
- attività speciali e altre attività.

Generalmente, al fine della realizzazione di una *task*, sono necessarie le seguenti *fasi* (non necessariamente in sequenza):

- ingegneria;
- *licensing*;
- committenza;
- realizzazione.

L'avanzamento generale di una *task* è pertanto misurato come la media pesata dell'avanzamento delle sue singole fasi. I pesi utilizzati variano a seconda della categoria cui una singola *task* appartiene; il peso della fase di realizzazione è proporzionale all'incidenza dei costi di questa fase in media sul totale dei costi di avanzamento delle *task* della stessa categoria

Ad ogni fase viene attribuito un indicatore di avanzamento fisico, che può essere rappresentato da un avanzamento materiale della fase (nel caso di ingegneria e realizzazione) o temporale (nel caso di *licensing* e committenza).

A tali fini, sono identificati, per ciascuna fase, *step* fisici o temporali cui vengono assegnati percentuali di avanzamento convenzionali, nel caso delle fasi caratterizzate da avanzamento temporale, o proporzionali alla materialità nel caso delle fasi di ingegneria e realizzazione.

Ai fini di misurare l'avanzamento fisico delle attività di smantellamento di ciascuna centrale o impianto, si prevede di utilizzare la somma pesata dell'avanzamento delle singole *task* relative a quella centrale o impianto, dove i pesi sono inizialmente pesati

sul valore economico della *task* nel contesto del programma a vita intera e poi eventualmente modificati per tener conto della rilevanza della *task* (sulla base, ad esempio, a fattori di complessità tecnica o diminuzione del rischio radiologico).

Il documento non contiene una proposta su come misurare l'avanzamento della commessa nucleare nel suo complesso.

Appendice 4 – Andamento dei costi riconosciuti e dei margini ottenuti da Sogin sulla commessa nucleare

Consuntivi approvati nel secondo periodo di regolazione (2013-2016, con estensione a 2018 e 2019)								
(dati in milioni di euro)								
(moneta corrente)								
	2013	2014	Rettifica (*)	2015	2016	2017	2018	2019
COSTI RICONOSCIUTI (netto imposte)								
costi esterni di decommissioning	54,36	62,8		67,68	53,79	63,18	76,44	48,01
combustibile	182,4	19,29		36,49	11,48	221,86	20,18	29,31
ammortamenti utilità pluriennale	6,2	5,37		4,05	3,68	3,85	4,18	4,37
costi obbligatori	50,35	58,15		59,37	56,45	53,07	56,47	55,60
costi commisurabili	30,37	31,75		34,39	32,62	34,01	31,50	30,79
costi generali efficientabili	32,75	31,19		30,83	30,49	30,54	30,56	28,24
incentivo all'esodo	0,46	0,89		1,64	2,6	2,6	1,13	1,34
premio/penalità accelerazione	0	2,71		0	0	0	0	0
TOTALE	356,89	212,17		234,44	191,1	409,11	220,46	197,65
"DETRAZIONI"								
interessi sul CIN negativo (1)	0	-0,01		-0,01	0,00	0,00	-0,55	-0,03
ricavi articolo 13	-0,51	-0,74		-1,93	-2,25	-0,80	-2,46	-3,75
TOTALE "DETRAZIONI"	-0,51	-0,76		-1,94	-2,25	-0,80	-3,01	-3,78
TOTALE (netto imposte e dopo detrazioni)	356,39	211,41	-10,40	232,5	188,86	408,3	217,44	193,87
costi non riconosciuti	0	0		0	2,34	0,11	0,03	0
costi non riconoscibili al momento (ISPR - 1)							-1,35	-0,95
% avanzamento progetti strategici	3,20%	5,21%		5,81%	4,21%	5,08%	4,37%	3,58%
% raggiungimento milestones (2)(3)	-	91,25%		61,00%	53,20%	53,25%	30,00%	-
Risultato netto di esercizio (dopo imposte) commessa nucleare (4) (5)	-2,4	6,9		1,8	0,6	5,1	4,2	nd

(*) rettifica operata dopo l'istruttoria ricavi

(1) il dato del 2018 include anche la rettifica di un errore materiale del 2017

(2) nel 2018 sono state fissate milestone solo allo scopo di monitorare l'avanzamento della commessa nucleare, ma non ai fini del premio/penalità. Non è stato dato alle milestone un peso, per cui il numero evidenziato nel 2018 è semplicemente il rapporto tra il numero di milestone effettivamente realizzato (6) e quello previsto (20)

(3) nel 2019 non sono state fissate milestone

(4) I bilanci 2017, 2018 e 2019 sono stati approvati prima della deliberazione dell'Autorità di rideterminazione degli oneri nucleari per i rispettivi anni. Gli scostamenti tra quanto consuntivato e quanto approvato da ARERA sono tenuti in conto nel bilancio dell'anno successivo.

(5) il dato relativo alla commessa nucleare del 2019 non è ancora disponibile, in quanto non è stato ancora inviato da Sogin il bilancio separato relativo al medesimo anno