

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
211/2020/R/EEL**

**INTERVENTI REGOLATORI PER L'IMPLEMENTAZIONE
NAZIONALE DEL REGOLAMENTO UE 2017/2196 IN MATERIA
DI EMERGENZA E RIPRISTINO DEL SISTEMA ELETTRICO**

Mercato di incidenza: energia elettrica

9 giugno 2020

Premessa

Nell'ambito della consultazione di Terna in merito alle modifiche da apportare al Codice di rete per l'implementazione delle disposizioni di cui al Regolamento UE 2017/2196 in materia di emergenza e ripristino del sistema elettrico, sono state segnalate dagli operatori diverse criticità in merito alle tempistiche di adeguamento degli impianti di produzione, ai relativi costi e alle modalità del settlement del servizio di dispacciamento in condizioni di sospensione delle attività di mercato.

L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: l'Autorità) ha approvato le sopracitate modifiche con la deliberazione 546/2019/R/eel rimandando ad un successivo provvedimento la trattazione degli elementi sopracitati. La presente consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità in materia.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, possibilmente in un formato elettronico che consenta la trascrizione del testo, le proprie osservazioni e le proprie proposte **entro il 10 luglio 2020**.*

I soggetti che intendano salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

Per agevolare la pubblicazione dei contributi pervenuti in risposta al presente documento per la consultazione, si chiede di inviare documenti in formato elettronico attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità www.arera.it o, in alternativa, all'indirizzo e-mail info@arera.it o all'indirizzo pec istituzionale protocollo@pec.arera.it.



*Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
Ufficio speciale Regolazione Euro-unitaria*

Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano

Tel. 02-65565452

e-mail: info@arera.it

protocollo@pec.arera.it

sito internet: www.arera.it

INDICE

<i>1</i>	<i>Introduzione</i> _____	5
<i>2</i>	<i>Tempistiche di adeguamento degli impianti di produzione</i> _____	6
	2.a Il quadro attuale _____	6
	2.b Le segnalazioni degli operatori _____	8
	2.c Gli orientamenti dell’Autorità _____	8
<i>3</i>	<i>Strumenti per il riconoscimento dei costi di adeguamento degli impianti esistenti</i> _____	10
	3.a Soluzioni già adottate dall’Autorità ai fini del riconoscimento dei costi di adeguamento degli impianti esistenti: la deliberazione 84/2012/R/eel _____	10
	3.b Il meccanismo premiale per l’adeguamento degli impianti esistenti ai requisiti di cui a E&R NC _____	11
	3.c Valore del premio “base” _____	12
	3.d Modalità di erogazione del premio _____	16
<i>4</i>	<i>Prezzi rilevanti in caso di sospensione delle attività di mercato</i> _____	17
	4.a Prezzo della fornitura delle risorse di dispacciamento _____	18
	4.b Prezzo di sbilanciamento effettivo _____	20
	4.c Tempistiche di settlement _____	22

1 Introduzione

- 1.1 Fra i *network codes* emanati dalla Commissione Europea ai sensi del Regolamento EU 714/2009 rientra il Regolamento UE 2017/2196 (di seguito: E&R NC) relativo al funzionamento del sistema elettrico in condizioni di emergenza e ripristino, entrato in vigore il 18 dicembre 2017 e recante misure che devono essere implementate nel corso del quinquennio 2018-2022.
- 1.2 L'implementazione nazionale di tale regolamento ha richiesto l'aggiornamento da parte di Terna del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (di seguito: Codice di rete), con particolare attenzione ai termini e le condizioni per la partecipazione degli utenti ai servizi di difesa e ripristino del sistema elettrico, alle regole per la sospensione delle attività di mercato e il relativo *settlement* e all'aggiornamento dei piani di difesa e riaccensione. Le relative proposte sono state sottoposte a consultazione pubblica ed inviate da Terna ad Autorità e Ministero per lo Sviluppo Economico per le valutazioni di competenza¹.
- 1.3 L'Autorità si è espressa a dicembre 2019 con la deliberazione 546/2019/R/eel, con la quale, oltre a verificare la conformità delle proposte di Terna alle disposizioni introdotte da E&R NC, ha ritenuto opportuno accogliere le richieste segnalate dagli operatori in sede di consultazione in merito all'opportunità di definire le modalità di riconoscimento dei costi di adeguamento degli impianti di produzione coinvolti nel piano di riaccensione e i dettagli in merito al prezzo con cui sono remunerati i servizi di dispacciamento in caso di sospensione delle attività di mercato.
- 1.4 Non avendo, tuttavia, sufficienti elementi a disposizione e necessitando di ulteriori approfondimenti in merito, l'Autorità ha rimandato la trattazione delle suddette tematiche a successivi provvedimenti.
- 1.5 Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità in materia, tenendo conto delle difficoltà oggettive di adeguamento di alcuni impianti nel frattempo evidenziate dagli operatori.
- 1.6 Il capitolo 2 è dedicato alle tempistiche di adeguamento degli impianti di produzione coinvolti nel piano di riaccensione, mentre il capitolo 3 affronta gli strumenti per il riconoscimento dei costi di adeguamento di detti impianti. Infine, il capitolo 4 riporta alcune indicazioni sulla definizione dei prezzi da applicare in caso di sospensione delle attività di mercato.
- 1.7 Esulano dal presente documento di consultazione i criteri per il riconoscimento dei costi che dovranno essere sostenuti dalle imprese distributrici per l'aggiornamento delle proprie infrastrutture alle nuove versioni del piano di difesa e del piano di

¹ In Italia il Ministero per lo Sviluppo Economico è responsabile per l'approvazione del piano di difesa ai sensi dell'articolo 1 quinquies del decreto-legge 239/03, mentre l'Autorità è responsabile per gli altri aspetti trattati da E&R NC.

riaccensione. Tali costi, infatti, troveranno copertura nell'ambito dei meccanismi di revisione delle tariffe di trasporto ai sensi del TIT.

2 Tempistiche di adeguamento degli impianti di produzione

2.a Il quadro attuale

2.a.1 Impianti già inseriti nelle precedenti versioni del piano di riaccensione

- 2.1 Nell'ambito dell'adeguamento del piano di riaccensione alle disposizioni di E&R NC Terna ha identificato per gli impianti di generazione già inseriti nelle precedenti versioni del piano stesso una serie di interventi riconducibili a due distinte tipologie:
- a) adeguamento dei sistemi di alimentazione di riserva al fine di garantire la conduzione degli impianti e le comunicazioni durante le fasi di ripristino del sistema elettrico per un tempo almeno pari a 24 ore;
 - b) installazione di un dispositivo ILF (Integratore Locale di Frequenza), necessario per sostenere il funzionamento delle isole di carico mantenendo la frequenza al valore nominale di 50 Hz²; solo in alcuni casi è richiesto anche l'adeguamento della capacità di *black start*.
- 2.2 Secondo quanto previsto da E&R NC, gli interventi di cui alla lettera a) devono essere completati entro il 18 dicembre 2022, mentre gli interventi di cui alla lettera b) entro 12 mesi dal momento dell'invio da parte del TSO della richiesta di adeguamento.
- 2.3 In data 22 marzo 2019 Terna ha notificato le richieste di adeguamento ai titolari degli impianti di produzione interessati, prevedendo, tuttavia, scadenze diverse rispetto a quanto previsto da E&R NC. In particolare, è stata confermata la scadenza del 18 dicembre 2022 per gli interventi sui sistemi di alimentazione di riserva, mentre per l'installazione dei dispositivi ILF Terna ha in generale previsto l'adeguamento entro il 18 dicembre 2020 (invece che entro il 22 marzo 2020, come sarebbe dovuto essere in coerenza con E&R NC).

² I regolatori di velocità installati presso gli impianti di produzione a regime hanno un comportamento di tipo proporzionale, basato su una curva di statismo che lega le deviazioni di potenza attiva rispetto al programma alle deviazioni della frequenza rispetto al valore nominale: essi stabilizzano il sistema, ma non ripristinano la frequenza al valore nominale. Tale attività è svolta usualmente dal controllore con comportamento integrale centralizzato presso la sala di controllo del gestore di rete e dedicato alla regolazione secondaria di frequenza. In condizioni di riaccensione del sistema elettrico, per favorire una rapida rialimentazione del carico, si creano delle isole locali in cui la frequenza deve essere direttamente controllata dagli impianti di produzione che la sostengono. L'installazione di un dispositivo ILF presso questi impianti assolve a questo scopo.

2.4 Per un ristretto gruppo di impianti di produzione, tuttavia, Terna aveva inizialmente previsto l'installazione dei dispositivi ILF entro il 18 dicembre 2019; per questi ultimi impianti, tuttavia, l'Autorità con la deliberazione 546/2019/R/eel ha ritenuto opportuno posticipare il termine al 22 marzo 2020, in quanto la richiesta di Terna era anticipata rispetto alle disposizioni di E&R NC.

2.a.2 Impianti inseriti nei nuovi nuclei di ripartenza

2.5 Nel nuovo piano di riaccensione redatto in coerenza con le disposizioni di E&R NC, Terna ha identificato nuovi nuclei di ripartenza che coinvolgono impianti di produzione per la prima volta chiamati a partecipare al servizio di ripristino del sistema elettrico.

2.6 Per questi impianti gli interventi richiesti riguardano tre distinte tipologie:

- a) adeguamento dei sistemi di alimentazione di riserva al fine di garantire la conduzione degli impianti e le comunicazioni durante le fasi di ripristino del sistema elettrico per un tempo almeno pari a 24 ore;
- b) installazione di un dispositivo ILF (Integratore Locale di Frequenza), necessario per sostenere il funzionamento delle isole di carico mantenendo la frequenza al valore nominale di 50 Hz;
- c) capacità di *black start*, ossia capacità per l'impianto di ripartire in assenza di tensione di rete;

2.7 Gli interventi di cui alle lettere a) e b) sono analoghi a quelli richiesti agli impianti già inseriti nelle precedenti versioni del piano di riaccensione, mentre gli interventi di cui alla lettera c) sono specifici per gli impianti inseriti nei nuovi nuclei di ripartenza.

2.8 Le tempistiche previste da E&R NC sono comunque identiche agli impianti già inseriti nelle precedenti versioni del piano:

- a) 18 dicembre 2022 per gli adeguamenti sui sistemi di alimentazione di riserva;
- b) 12 mesi dalla notifica della richiesta di adeguamento per gli interventi su capacità di *black start* e dispositivo ILF.

2.9 I titolari degli impianti interessati hanno ricevuto la conferma dell'inserimento nei nuovi nuclei di ripartenza e la lista degli interventi da svolgere il 22 marzo 2019. In tale occasione Terna ha confermato la scadenza del 18 dicembre 2022 per gli adeguamenti sui sistemi di alimentazione di riserva, mentre per i restanti interventi è stata prevista in linea di principio una scadenza al 18 dicembre 2020 (invece che entro il 22 marzo 2020, come sarebbe dovuto essere in coerenza con E&R NC). Solamente per un ristretto gruppo di impianti la scadenza è stata ulteriormente posticipata al 18 dicembre 2022.

2.b Le segnalazioni degli operatori

2.b.1 Impianti già inseriti nelle precedenti versioni del piano di riaccensione

- 2.10 In generale gli operatori hanno condiviso le misure di adeguamento richieste da Terna agli impianti che erano già inseriti nelle precedenti versioni del piano di riaccensione: l'installazione del dispositivo ILF e l'adeguamento dei sistemi di alimentazione di riserva derivano direttamente dalle disposizioni di E&R NC e, come tali, devono essere necessariamente implementate.
- 2.11 Gli operatori hanno tuttavia segnalato alcune criticità in merito alle tempistiche previste per l'adeguamento dei propri impianti, soprattutto con riferimento all'installazione del dispositivo ILF che, in taluni casi, richiede interventi significativi sul regolatore di velocità dei gruppi. Qualche difficoltà potrebbe emergere anche con riferimento all'adeguamento dei sistemi di riserva, qualora occorra eseguire significative opere civili per l'alloggiamento dei sistemi ausiliari di generazione e la connessione degli stessi agli impianti.

2.b.2 Impianti inseriti nei nuovi nuclei di ripartenza

- 2.12 La situazione è invece significativamente diversa per quanto riguarda gli impianti di produzione inseriti nei nuovi nuclei di ripartenza definiti da Terna nella nuova versione del piano di riaccensione. Alcuni di questi impianti – sostengono i titolari degli stessi – sono soggetti a vincoli di esercizio (quali ad esempio, di indisponibilità di acqua per scarso apporto stagionale o la ridotta autonomia del bacino a monte) che ne minerebbero l'affidabilità ai fini del ripristino del sistema elettrico; altri, invece, presenterebbero caratteristiche difficilmente compatibili con le manovre richieste da Terna nel piano di riaccensione. In entrambi i casi la fattibilità dell'attivazione della capacità di *black start* e, conseguentemente, dell'inclusione nei nuovi nuclei di ripartenza previsti da Terna, sarebbe da ridiscutere.
- 2.13 Anche per gli impianti di produzione per i quali non vi sarebbero clausole ostative all'inclusione nei nuclei di ripartenza, permarranno tuttavia difficoltà legate alle tempistiche di adeguamento, del tutto analoghe a quelle rappresentate nel paragrafo 2.11.

2.c Gli orientamenti dell'Autorità

2.c.1 Impianti già inseriti nelle precedenti versioni del piano di riaccensione

- 2.14 L'unica scadenza esplicitata puntualmente da E&R NC è il termine del 18 dicembre 2022 per l'adeguamento dei sistemi di alimentazione di riserva. Le altre scadenze, sono, invece, flessibili in quanto dipendono dalle tempistiche con cui viene notificata ai titolari degli impianti di produzione la lista degli interventi da eseguire.

- 2.15 Dato che per diversi i vari interventi richiesti potrebbero presentare delle sinergie e potrebbero essere svolti in coincidenza con altre attività di manutenzione programmata che comportano il fermo dell'impianto, l'Autorità intende avvalersi della flessibilità intrinseca concessa da E&R NC, prevedendo un'unica scadenza per tutti gli interventi.
- 2.16 Si intende pertanto fissare il termine ultimo per l'adeguamento al 18 dicembre 2022, ossia in coincidenza con l'unico termine esplicitato da E&R NC, prevedendo, tuttavia, che eventuali adeguamenti anticipati degli impianti siano comunque tenuti in considerazione nell'ambito dei meccanismi premiali di cui al Capitolo 3 del presente documento per la consultazione.

2.c.2 Impianti inseriti nei nuovi nuclei di ripartenza

- 2.17 L'efficacia dei nuovi nuclei di ripartenza definiti da Terna al fine di migliorare l'efficienza e l'efficacia della rialimentazione del carico non può prescindere dall'affidabilità dei gruppi di generazione coinvolti e dall'assenza di vincoli di esercizio e/o strutturali che ne ostacolano l'attivazione.
- 2.18 A tal proposito, tenuto conto delle criticità segnalate dagli operatori, l'Autorità ritiene opportuno dare mandato a Terna di condurre una apposita istruttoria in merito, in cooperazione con i titolari degli impianti di produzione interessati. L'istruttoria si dovrebbe articolare nelle seguenti fasi:
- a) entro il 30 settembre 2020 i titolari degli impianti di produzione segnalerebbero eventuali limitazioni e/o vincoli di esercizio che, a loro avviso, pregiudicherebbero la capacità dell'impianto di adeguarsi alle prescrizioni sul *black start*, presentando la relativa documentazione tecnica;
 - b) entro il 31 dicembre 2020 Terna analizzerebbe la documentazione di cui alla lettera precedente e provvede all'aggiornamento dei nuclei di ripartenza e dell'elenco degli impianti coinvolti, dandone apposita notifica all'Autorità e, limitatamente a quanto di competenza, agli operatori interessati; l'aggiornamento si traduce, di fatto, in una nuova versione dei volumi operativi del piano di riaccensione nazionale.
- 2.19 L'Autorità si esprimerebbe sulla nuova versione dei volumi operativi entro il 14 febbraio 2021 (segnatamente 45 giorni dalla ricezione degli stessi, secondo quanto previsto dalle procedure di aggiornamento ordinario del Codice di rete). Terna procederebbe poi alla notifica delle misure agli operatori interessati entro il 28 febbraio 2021: da tale data dovrebbero decorrere in teoria i 12 mesi previsti dall'articolo 24(6) di E&R NC per l'adeguamento degli impianti per quanto attiene i dispositivi ILF e la capacità di *black start*, mentre per i sistemi di alimentazione di riserva continuerebbe a valere la scadenza del 18 dicembre 2022 di cui all'articolo 55 di E&R NC.

- 2.20 L'Autorità ritiene, tuttavia, che 12 mesi di tempo per l'adeguamento degli impianti, come previsto dall'articolo 24(6) di E&R NC, siano una tempistica particolarmente sfidante anche tenuto conto del fatto che in diversi casi occorre procedere a significativi interventi sui macchinari di impianto. Anche in questo caso, pertanto, l'Autorità intende avvalersi della flessibilità intrinseca di E&R NC, allineando, in coerenza con quanto ipotizzato per gli impianti già inseriti nelle precedenti versioni del piano di riaccensione, gli adeguamenti relativi a dispositivo ILF e capacità di *black start* con le tempistiche di adeguamento dei sistemi di alimentazione di riserva: tutti i lavori dovranno, quindi, essere completati entro il 18 dicembre 2022.
- 2.21 Anche in questo caso eventuali adeguamenti anticipati degli impianti sono comunque tenuti in considerazione nell'ambito dei meccanismi premiali di cui al Capitolo 3 del presente documento per la consultazione.

- Q.1 *Si condivide la scelta dell'Autorità di prevedere che Terna effettui una apposita istruttoria con riferimento agli impianti inseriti nei nuovi nuclei di ripartenza?*
- Q.2 *Si condividono le tempistiche di adeguamento suggerite dall'Autorità?*

3 Strumenti per il riconoscimento dei costi di adeguamento degli impianti esistenti

3.a Soluzioni già adottate dall'Autorità ai fini del riconoscimento dei costi di adeguamento degli impianti esistenti: la deliberazione 84/2012/R/eel

- 3.1 Il tema del riconoscimento dei costi di adeguamento degli impianti di produzione in esercizio è già stato affrontato dall'Autorità con la deliberazione 84/2012/R/eel, adottata in occasione dell'entrata in vigore dell'Allegato A70 al Codice di rete recante i requisiti tecnici per gli impianti di generazione distribuita.
- 3.2 In tale occasione l'Autorità dovette trovare un compromesso fra l'esigenza di Terna di estendere alcuni requisiti tecnici, per esigenze di sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico, anche agli impianti entrati in esercizio prima dell'adozione del richiamato Allegato A70 (cosiddetto *retrofit*) e l'entità dei costi di adeguamento a carico dei produttori. Ne risultò uno strumento di riconoscimento dei costi di tipo premiale così articolato:
- a) premio standard in caso di adeguamento entro il 30 giugno 2012 (prima scadenza);
 - b) premio standard ridotto in modo lineare, su base mensile, in caso di adeguamento dopo il 30 giugno 2012 ed entro il 31 ottobre 2012 (seconda scadenza);

- c) azzeramento del premio in caso di adeguamento dell'impianto successivo al 31 ottobre 2012;
 - d) termine ultimo per l'adeguamento fissato al 31 marzo 2013³.
- 3.3 Il meccanismo premiale fu applicato ai soli impianti di produzione di taglia superiore ai 50 kW connessi alle reti di media tensione ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2012, gli unici interessati dal *retrofit* nella prima fase di applicazione delle nuove disposizioni di cui all'Allegato A70. Il premio fu fissato sulla base dei costi medi degli interventi sui sistemi di interfaccia, al netto di eventuali costi legati ad opere civili e/o strutturali sull'impianto stesso. Fu altresì chiarito che il premio era finalizzato alla promozione dell'adeguamento tempestivo degli impianti, senza alcuna pretesa di rappresentare un riconoscimento dei costi a consuntivo.
- 3.4 Con la deliberazione 243/2013/R/eel fu previsto il *retrofit* anche per tutti gli impianti connessi in media tensione di taglia fino a 50 kW e per gli impianti connessi in bassa tensione di taglia superiore ai 6 kW. In tale caso, non fu previsto per questi impianti alcun meccanismo premiale poiché le tempistiche non erano stringenti e poiché gli interventi da effettuare erano contenuti e potevano essere svolti tramite un intervento in loco generalmente eseguibile dall'installatore (tali interventi potevano quindi essere effettuati congiuntamente ad altri eventuali interventi di manutenzione programmati).
- 3.b Il meccanismo premiale per l'adeguamento degli impianti esistenti ai requisiti di cui a E&R NC**
- 3.5 In analogia con quanto già fatto per il *retrofit* derivante dall'applicazione dei requisiti di cui all'Allegato A70 del Codice di rete, l'Autorità non intende procedere al riconoscimento puntuale dei costi di adeguamento degli impianti di produzione alle nuove disposizioni di E&R NC, ma intende promuoverne l'adeguamento tempestivo tramite un meccanismo di tipo premiale concettualmente analogo a quello introdotto con la deliberazione 84/2012/R/eel.
- 3.6 Le tabelle I e II illustrano l'ipotesi di articolazione del premio in funzione delle tempistiche di adeguamento. I dati sono forniti in percentuale rispetto al premio "base" e differenziati per tipologia di intervento; per il valore economico del premio "base" si rinvia al capitolo 3.c.

³ Sono state previste campagne di verifica da parte delle imprese distributrici a cui si sono poi aggiunte nel corso degli anni ispezioni a campione da parte dell'Autorità.

TABELLA I– MECCANISMO PREMIALE PER GLI IMPIANTI DEI NUOVI NUCLEI DI RIACCENSIONE

Tipologia di intervento	Adeguamento entro il	Percentuale del premio
Capacità di <i>black start</i> Installazione dispositivo ILF	30/06/2021	100%
	30/09/2021	75%
	31/12/2021	50%
	31/03/2022	25%
Adeguamento impianti di alimentazione	30/06/2021	100%
	30/09/2021	75%
	31/12/2021	50%
	31/03/2022	25%

TABELLA II – MECCANISMO PREMIALE PER GLI IMPIANTI GIÀ INSERITI NEL PIANO DI RIACCENSIONE⁴

Tipologia di intervento	Adeguamento entro il	Percentuale del premio
Installazione dispositivo ILF e capacità di <i>black start</i>	30/09/2020	100%
	31/12/2020	75%
	31/03/2021	50%
	30/06/2021	25%
Adeguamento impianti di alimentazione	30/06/2021	100%
	30/09/2021	75%
	31/12/2021	50%
	31/03/2022	25%

3.7 Per gli impianti inclusi nei nuovi nuclei di ripartenza, le scadenze proposte tengono conto delle tempistiche di completamento dell’istruttoria di cui al paragrafo 2.18: per facilità nella gestione amministrativa sono assunte identiche per tutte le tipologie di interventi. Per quanto riguarda gli impianti già inclusi nelle precedenti versioni del piano di riaccensione si intende, invece, promuovere l’installazione in tempi brevi del dispositivo ILF (e dell’eventuale adeguamento della capacità di *black start*), al fine di completare quanto prima l’efficientamento del servizio di ripristino tramite la possibilità di rialimentare isole di carico con controllo puntuale della frequenza. Per l’alimentazione dei servizi di riserva le scadenze rimangono, invece, allineate a quelle degli altri impianti.

3.c Valore del premio “base”

3.8 In linea con quanto disposto con la deliberazione 84/2012/R/eel, il premio “base” è individuato, per tipologia di intervento, in funzione dei costi delle soluzioni standard per l’adeguamento degli impianti ai requisiti previsti da E&R NC, tenendo conto delle valutazioni di seguito esposte.

⁴ Non è previsto un premio per l’adeguamento alla capacità di *black start* perché si presuppone che gli impianti già inseriti nelle precedenti versioni del piano di riaccensione sia già adeguati da questo punto di vista.

3.9 Ai fini dell'identificazione dei costi di soluzioni standard per l'adeguamento degli impianti ai requisiti previsti da E&R NC, l'Autorità ha richiesto a RSE – Ricerca sul Sistema Energetico di effettuare, nell'ambito della Ricerca di Sistema, una apposita istruttoria per tipologia di intervento. I principali risultati, unitamente agli orientamenti dell'Autorità in merito, sono riassunti nel seguito.

3.c.1 Capacità di *black start*

3.10 La capacità di avvio dell'impianto in condizioni di assenza di tensione di rete è una procedura eseguita con l'ausilio del sistema di automazione dell'impianto.

3.11 Per i gruppi più recenti, il sistema di automazione è generalmente basato su dispositivi programmabili supportati direttamente dal fornitore: in tale caso è sufficiente riconfigurare il software per introdurre la funzionalità di *black start* e/o per attivarla laddove già presente ma inibita in quanto non utilizzata fino a quel momento. Per questo tipo di interventi si stima una spesa pari a 20 k€ per ciascun gruppo di produzione da cui l'impianto è costituito.

3.12 Per i gruppi privi di un sistema di automazione programmabile (per esempio a componenti discreti, a relè) o basati su sistemi a microprocessore non più supportato dal costruttore, l'adeguamento del sistema già presente risulterebbe piuttosto complesso e sovente non economicamente vantaggioso. In questo caso risulterebbe razionale procedere alla sostituzione dell'intero sistema di automazione con un altro più moderno. A tal proposito RSE ha stimato circa 60 k€ per i costi comuni di impianto e circa 270 k€ per ciascun gruppo di produzione da cui l'impianto è costituito.

3.13 L'Autorità ritiene opportuno dimensionare il premio standard in funzione dei costi legati alla sola attivazione della capacità di *black start*. Hanno quindi piena rilevanza i costi relativi agli investimenti software, in quanto esclusivamente legati all'attivazione della logica di *black start*; un discorso diverso vale, invece, per la sostituzione del sistema di automazione. In questo caso, infatti, il produttore trarrebbe dall'intervento un insieme di benefici (in termini di maggiore efficienza e migliori prestazioni dell'impianto) ulteriori rispetto alla semplice attivazione della logica di *black start*; in altri termini il nuovo sistema di automazione non sarebbe utilizzato solamente in caso di erogazione del servizio di riaccensione, ma anche, e soprattutto, nelle normali condizioni di funzionamento dell'impianto, ivi inclusa, laddove prevista, l'erogazione dei servizi di regolazione di frequenza e di tensione. In termini di ore di utilizzo, il servizio di riaccensione dovrebbe essere utilizzato indicativamente per 4 ore ogni cinque anni⁵, mentre l'impianto in normale esercizio

⁵ Sono comunque valori molto elevati, in quanto l'ultimo *blackout* esteso in Italia risale al 28 settembre 2003 e negli ultimi tempi si sono susseguiti solamente disservizi di carattere locale, ripristinati prevalentemente tramite risincronizzazione con la restante parte del sistema elettrico e, quindi, senza ricorrere all'attivazione del piano di riaccensione.

funzionerebbe per 1000-1500 ore di utilizzazione all'anno⁶: il servizio di riaccensione inciderebbe, quindi, per meno dell'1 per mille in termini temporali. Data, tuttavia, la rilevanza che tale servizio riveste per la pronta riaccensione del sistema elettrico, l'Autorità ritiene opportuno tenere conto, ai fini della quantificazione del premio "base", del 10% del costo medio complessivo.

3.14 Ne consegue, quindi, un premio "base" così definito:

- a) 20 k€ per ciascun gruppo di produzione da cui l'impianto è costituito, a copertura dei costi associati agli interventi software;
- b) 27 k€ per ciascun gruppo di produzione da cui l'impianto è costituito, a copertura dei costi associati agli interventi sul sistema di automazione; al premio relativo a tutti i gruppi dell'impianto si aggiungono ulteriori 6 k€ a copertura dei costi comuni di impianto⁷.

I due premi "base" sono tra loro alternativi in quanto afferiscono a soluzioni tra loro alternative in funzione dello stato attuale dell'impianto oggetto di adeguamento.

3.c.2 Dispositivo ILF

3.15 Il dispositivo ILF si aggiunge al regolatore di velocità già installato presso ciascun gruppo di generazione da cui l'impianto è costituito, consentendo un controllo puntuale della frequenza intorno al valore nominale di 50 Hz. Anche in questo caso l'entità dell'intervento dipende dalla tipologia e dalla vetustà dell'impianto.

3.16 Sugli impianti più recenti sono in generale installati regolatori di velocità basati su microprocessori programmabili supportati dal costruttore. In molti casi la logica ILF è già presente a bordo, ma la sua attivazione è soggetta all'acquisto di una licenza aggiuntiva. Per questo tipo di interventi si stima un costo intorno ai 20 k€ per ciascun gruppo di generazione da cui l'impianto è costituito.

3.17 Sugli impianti più vecchi equipaggiati con regolatori di velocità meccanici, elettromeccanici o a componenti discreti, può essere valutata l'installazione di un dispositivo ausiliario che consenta il comportamento integrale richiesto per il funzionamento in isola di carico. Questa soluzione potrebbe costare intorno ai 30 k€ per ciascun gruppo di generazione da cui l'impianto è costituito: tuttavia la sua fattibilità va valutata caso per caso in funzione dell'affidabilità del prodotto risultante, della reale possibilità di interfacciamento con il regolatore preesistente e dei relativi costi di sviluppo.

3.18 Qualora l'installazione di un dispositivo ausiliario non fosse una soluzione percorribile, occorrerebbe procedere con la sostituzione del regolatore di velocità, con un costo indicativo di circa 110 k€ per ciascun gruppo di generazione da cui

⁶ Trattasi in generale di impianti idroelettrici di media e piccola taglia con bacini idraulici limitati.

⁷ Per un impianto costituito da un gruppo di generazione il premio base risulta pari a 33 k€, per gli impianti con due gruppi a 60 k€ e così via.

l'impianto è costituito, a cui andrebbero sommati ulteriori 190 k€ in caso in cui si renda necessario anche intervenire sul sistema oleodinamico del gruppo.

- 3.19 Anche in questo caso l'Autorità ritiene opportuno dimensionare il premio "base" in funzione dei soli costi relativi all'installazione del dispositivo ILF al netto di eventuali ulteriori benefici che l'impianto potrebbe trarre dall'intervento stesso. In particolare, si intenderebbe assumere il costo di installazione del dispositivo ausiliario come riferimento, anche in caso di sostituzione complessiva del regolatore di velocità e del relativo sistema oleodinamico: gli ulteriori costi associati a questi ultimi interventi, infatti, potrebbero essere coperti dagli ulteriori benefici conseguiti dal produttore.
- 3.20 Ne consegue, quindi, un premio "base" così articolato:
- 20 k€ per ciascun gruppo di generazione da cui l'impianto è costituito, a copertura dei costi associati agli interventi software;
 - 30 k€ per ciascun gruppo di generazione da cui l'impianto è costituito, a copertura dei costi associati all'installazione del dispositivo ausiliario interfacciato con il regolatore preesistente, ovvero dei costi associati alla sostituzione del regolatore di velocità, indipendentemente dall'effettivo intervento sul relativo sistema oleodinamico.

I due premi "base" sono tra loro alternativi in quanto afferiscono a soluzioni tra loro alternative in funzione dello stato attuale dell'impianto oggetto di adeguamento.

3.c.3 Sistemi di alimentazione di riserva

- 3.21 L'effettiva entità dell'intervento dipende dallo stato in cui si trova l'impianto.
- 3.22 Alcuni impianti hanno già a disposizione un gruppo elettrogeno per fornire alimentazione in caso di emergenza. In questi casi è sufficiente l'adeguamento del gruppo ai requisiti di E&R NC (alimentazione per 24 ore) con interventi sulle relative vasche per il combustibile. Si stima un costo indicativo di 50 k€ per ciascun impianto.
- 3.23 Altri impianti hanno, invece, in essere un sistema di alimentazione di riserva a batterie: in questo caso l'adeguamento avrebbe costi indicativi intorno ai 20 k€ per ciascun impianto, correlati all'adeguamento della capacità delle batterie.
- 3.24 Qualora, invece, sia del tutto assente l'alimentazione di emergenza, è necessario prevedere l'installazione ex-novo di un sistema *ad hoc*: in questo caso ai costi del dispositivo (50 k€ relativi al gruppo elettrogeno e 70 k€ per batterie e relativo inverter) andrebbero aggiunti i costi per le opere civili e le relative pratiche autorizzative (indicativamente 70 k€) e i costi per l'eventuale adeguamento del quadro generale di impianto e della relativa automazione, laddove non già predisposto per alloggiare lo stallo dedicato ai sistemi di riserva (indicativamente 40 k€).

- 3.25 Opere civili e adeguamento dei quadri potrebbero rivelarsi necessari anche nei casi di adeguamento del sistema di alimentazione già esistente dotato di gruppo elettrogeno o di batterie: non si può infatti escludere che lo spazio attualmente a disposizione per alloggiare tali dispositivi sia insufficiente per il nuovo dimensionamento.
- 3.26 L’Autorità intende comunque tarare il premio “base” solamente in funzione dei costi relativi all’acquisizione dei dispositivi di alimentazione di riserva in grado di garantire la continuità per un periodo di 24 ore come previsto da E&R NC, al netto di eventuali opere civili, pratiche autorizzative e costi di adeguamento dei quadri esistenti. Questi ultimi interventi, infatti, rappresentano una miglioria complessiva dell’impianto con benefici ulteriori rispetto al semplice adeguamento dei sistemi di alimentazione.
- 3.27 Ne consegue, quindi, un premio “base” così definito:
- 20 k€ per ciascun impianto, a copertura dei costi associati all’adeguamento del parco batterie;
 - 50 k€ per ciascun impianto, a copertura dei costi associati all’adeguamento del gruppo elettrogeno esistente o all’installazione di un nuovo gruppo elettrogeno;
 - 70 k€ per ciascun impianto, a copertura dei costi associati all’installazione di un parco batterie e del relativo inverter.
- I tre premi “base” sono tra loro alternativi in quanto afferiscono a soluzioni tra loro alternative in funzione dello stato attuale dell’impianto oggetto di adeguamento.
- 3.28 In particolare rimane in capo al titolare dell’impianto di produzione la scelta su quale sia l’adeguamento migliore per il proprio impianto (soprattutto in caso di installazione *ex novo* di un sistema di alimentazione di riserva), anche tenuto conto dello stato effettivo dell’impianto stesso e di eventuali altri fattori, esogeni al sistema elettrico in quanto tale, quali, ad esempio, la fattibilità dell’approvvigionamento e dello stoccaggio del combustibile per il gruppo elettrogeno e/o disponibilità di spazi *ad hoc*.

3.d Modalità di erogazione del premio

- 3.29 Ai fini dell’erogazione del premio (pari, per ciascun intervento, al prodotto tra il premio “base” di cui al paragrafo 3.c e la percentuale di cui al paragrafo 3.b) il titolare dell’impianto di produzione è tenuto a trasmettere a Terna, entro la fine del mese in cui vengono completati i lavori, una dichiarazione redatta ai sensi del DPR 445/2000, accompagnata da una relazione di un tecnico specializzato attestante la tipologia di intervento effettuato (evidenziato come funzionale al fine dell’attribuzione del relativo premio “base”) e la rispondenza degli stessi ai requisiti previsti dal Codice di rete e da E&R NC.

- 3.30 Gli interventi per dispositivo ILF e eventuale adeguamento della capacità di *black start* devono essere certificati contestualmente⁸, mentre l'adeguamento dei sistemi di alimentazione di riserva può essere presentata una dichiarazione separata anche in un tempo successivo.
- 3.31 Terna eroga il premio entro due mesi dal ricevimento della documentazione. Terna ha comunque titolo ad effettuare sopralluoghi e verifiche presso gli impianti secondo le modalità prevista dal Codice di rete: qualora, dalle verifiche, risultasse una non conformità rispetto a quanto dichiarato ai sensi del precedente paragrafo, il titolare dell'impianto sarebbe tenuto, a titolo di penale, alla restituzione del doppio del premio indebitamente ottenuto.
- 3.32 Si ritiene che l'erogazione del premio debba trovare copertura nell'ambito del corrispettivo *uplift* di cui all'articolo 44 della deliberazione 111/06: trattasi infatti di costi di adeguamento per la fornitura di servizi specifici (la riaccensione) rientranti nell'ambito del dispacciamento.

Q.3 *Si condivide l'intenzione di istituire per gli impianti esistenti inclusi nel piano di riaccensione un meccanismo premiale per l'adeguamento tempestivo degli stessi concettualmente analogo a quello introdotto con la deliberazione 84/2012/R/eel?*

Q.4 *Si condividono le scadenze di cui alla Tabelle I e II? In caso contrario fornire elementi a supporto di una diversa articolazione delle scadenze*

Q.5 *I costi indicativi riportati dall'Autorità sono coerenti con gli effettivi interventi sugli impianti? In caso contrario fornire elementi a supporto*

Q.6 *Vi sono osservazioni sulle modalità di certificazione degli interventi e di erogazione del premio?*

Q.7 *Vi sono ulteriori elementi che si ritengono utili ai fini della definizione del meccanismo premiale? In caso positivo dettagliarli.*

4 Prezzi rilevanti in caso di sospensione delle attività di mercato

- 4.1 Le modalità di gestione del sistema elettrico in caso di sospensione delle attività di mercato sono disciplinate dall'Allegato A75 al Codice di rete, la cui prima formulazione è stata approvata dall'Autorità con la deliberazione 546/2019/R/eel.
- 4.2 Nel documento sono in particolare disciplinati i criteri che portano alla sospensione del mercato e le modalità con cui Terna procede alla definizione dei programmi vincolanti e degli sbilanciamenti effettivi di ciascun punto di dispacciamento.

⁸ In caso contrario non si concretizzerebbero i benefici relativi all'adeguamento tempestivo.

- 4.3 Mancano, tuttavia, indicazioni puntuali relativamente al *settlement*. Segnatamente:
- a) per il prezzo di fornitura dei servizi di dispacciamento, si rimanda ad una generica proposta di Terna approvata dall’Autorità;
 - b) il prezzo di sbilanciamento è assunto pari al prezzo zonale MGP, laddove esso sia stato effettivamente determinato; in caso contrario si rimanda anche in questo caso ad una proposta di Terna approvata dall’Autorità;
 - c) non sono esplicitate le tempistiche di liquidazione delle partite economiche⁹.
- 4.4 L’Autorità ritiene in generale che i criteri puntuali per la determinazione dei prezzi sopracitati e delle tempistiche di *settlement* debbano essere determinati di volta in volta in funzione dell’entità del disservizio, dell’ammontare delle movimentazioni richieste e delle condizioni presenti sui mercati delle *commodities*.
- 4.5 Si prevede, pertanto, di svolgere un apposito procedimento, da avviarsi entro 30 giorni dal verificarsi dell’evento, e tale da garantire un’ampia partecipazione degli utenti del dispacciamento interessati anche per il tramite di apposite consultazioni. Nel seguito vengono riportati alcuni orientamenti preliminari.

4.a Prezzo della fornitura delle risorse di dispacciamento

- 4.6 Il prezzo di fornitura delle risorse di dispacciamento a salire è pari per ciascuna unità al costo variabile riconosciuto ai fini delle prestazioni rese in emergenza (di seguito: CVR emergenza). In questo modo si intende riconoscere i costi effettivi sostenuti dall’utente del dispacciamento per incrementare la produzione dell’unità.
- 4.7 Il prezzo di fornitura delle risorse di dispacciamento a scendere è, invece, pari al minore fra il CVR emergenza e il prezzo zonale MGP (laddove disponibile). In questo modo l’utente del dispacciamento si trova a riacquistare da Terna l’energia ad un prezzo non superiore a quanto incassato dalla vendita della stessa sul mercato del giorno prima.
- 4.8 Il CVR emergenza è calcolato sulla base di criteri concettualmente analoghi a quelli utilizzati per la determinazione del costo variabile riconosciuto per gli impianti essenziali di cui all’articolo 64 dell’Allegato A alla deliberazione 111/06. Sono in particolare riconosciute le seguenti voci di costo:
- a) una componente a copertura del costo per il combustibile, comprensivo del costo della materia prima, della logistica internazionale, della logistica nazionale e delle accise;

⁹ In teoria, in assenza di indicazioni puntuali, potrebbero applicarsi le tempistiche standard che prevedono la determinazione delle partite entro la fine del mese successivo a quelli di riferimento e i pagamenti fra il sedicesimo e il diciassettesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di riferimento. Tuttavia tali tempistiche risulterebbero praticabili solamente se entro tale data fossero già stati approvati dall’Autorità i prezzi per la fornitura delle risorse di dispacciamento e l’eventuale prezzo di sbilanciamento in assenza di prezzo zonale MGP.

- b) una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione di CO₂ determinate sulla base dello specifico meccanismo che sarà in essere a livello europeo al momento del disservizio;
 - c) una componente a copertura degli oneri di specifiche prestazioni richieste da Terna per gestire la situazione di emergenza;
 - d) una componente a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento di rifiuti e residui della combustione, nonché le relative ecotasse.
- 4.9 Non appare opportuno prevedere un apposito riconoscimento per gli oneri di dispacciamento e per il corrispettivo di sbilanciamento in quanto, in condizioni di sospensione delle attività di mercato, gli sbilanciamenti sono valorizzati tendenzialmente a prezzo zonale MGP, senza comportare oneri aggiuntivi per gli utenti del dispacciamento¹⁰.
- 4.10 Inoltre, risulterebbe oltremodo complesso prevedere il riconoscimento puntuale dei costi per l'acquisto di energia elettrica necessari all'utilizzo dell'impianto e/o per i costi legati alla quota variabile della manutenzione programmata. Eventuali oneri in tal senso sono tenuti in considerazione dall'Autorità in via forfettaria nell'ambito della voce relativa alle specifiche prestazioni richieste da Terna.
- 4.11 Il prezzo di fornitura delle risorse di dispacciamento è calcolato sulla base del rendimento standard e dello standard di emissione dell'impianto, calcolati da Terna sulla base dei dati relativi ai 12 mesi precedenti il disservizio raccolti ai sensi della deliberazione ARG/elt 115/08 (TIMM).
- 4.12 Per la definizione dei costi unitari per il combustibile, si privilegiano prodotti di riferimento disponibili sul mercato delle *commodities* nell'anno in cui si verifica il disservizio, mentre per la componente relativa ad additivi, prodotti chimici e catalizzatori si fa riferimento, qualora possibile, a quanto già approvato per l'anno oggetto del disservizio nell'ambito della disciplina degli impianti essenziali.
- 4.13 Per la definizione della componente a copertura delle specifiche prestazioni richieste da Terna si intende, invece, svolgere un'apposita istruttoria sulle movimentazioni effettivamente richieste agli impianti durante l'emergenza, tenendo altresì conto, come già specificato al paragrafo 4.10, di eventuali oneri legati a manutenzioni ulteriori che dovessero rendersi necessarie a seguito delle manovre richieste da Terna per fronteggiare l'emergenza e/o legati all'eventuale acquisto di energia elettrica dalla rete esterna.
- 4.14 Tutti i parametri e le componenti proposti dall'Autorità saranno comunque oggetto di confronto con gli utenti del dispacciamento interessati prima di essere approvati.

¹⁰ Per indicazioni sul prezzo di sbilanciamento in caso di assenza del prezzo MGP si rinvia al paragrafo 4.b.

4.b Prezzo di sbilanciamento effettivo

4.b.1 Presenza parziale dei mercati dell'energia

- 4.15 In questo caso la sospensione delle attività di mercato potrebbe riguardare esclusivamente MSD oppure coinvolgere anche in parte i mercati dell'energia MGP e MI. In ogni caso una parte dei mercati dell'energia sarebbe svolta con definizione dei relativi programmi vincolanti sulla base dei quali computare gli sbilanciamenti effettivi¹¹.
- 4.16 In tale contesto il *settlement* del servizio di dispacciamento dovrebbe da un lato incentivare gli utenti del dispacciamento al rispetto dei programmi vincolanti per quanto riguarda le unità di produzione abilitate¹² e dall'altro evitare per le unità di produzione non abilitate oneri impropri.
- 4.17 A tal proposito il Codice di rete prevede, laddove disponibile, la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi a prezzo zonale MGP. Ciò consente di neutralizzare gli sbilanciamenti per i punti di dispacciamento per unità di produzione non abilitate, il cui livello effettivo di immissione e prelievo potrebbe essere significativamente alterato dal verificarsi dello stato di emergenza¹³. Per le unità di produzione abilitate, l'applicazione dei prezzi MGP potrebbe, tuttavia, portare a comportamenti di *free riding* per sfruttare differenziali di prezzo fra il CVR emergenza con cui sono valorizzati gli ordini di dispacciamento e il prezzo MGP¹⁴: l'Autorità ritiene opportuno prevenire tali situazioni tramite l'applicazione di appositi corrispettivi per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.
- 4.18 Qualora il prezzo zonale MGP non fosse disponibile, l'Autorità intende fare riferimento ai prezzi zonalari in esito alla prima asta complementare del mercato infragiornaliero¹⁵ svolta con riferimento al periodo rilevante considerato: in questo

¹¹ Per le unità di produzione abilitate i programmi vincolanti rilevanti sono quelli eventualmente modificati per tenere conto delle chiamate disposte da Terna per fare fronte all'emergenza.

¹² Tale rispetto è fondamentale per consentire a Terna di risolvere prontamente l'emergenza e ripristinare quanto prima l'esercizio del sistema in stato normale e le normali attività di mercato.

¹³ Ad esempio qualche impianto potrebbe essere disconnesso dal sistema elettrico a seguito del disservizio, o ritrovarsi a funzionare in condizioni di frequenza e tensione degradate con profili di scambio con la rete anomali rispetto all'esercizio normale.

¹⁴ Il problema riguarda essenzialmente il mancato rispetto degli ordini a salire: in questo caso da un lato l'utente del dispacciamento si vedrebbe remunerata la chiamata a CVR emergenza, ma non attuandola si vedrebbe addebitato il prezzo MGP che potrebbe essere inferiore. Lato risorse a scendere, il mancato rispetto potrebbe originarsi qualora il prezzo delle chiamate a scendere fosse inferiore al prezzo di valorizzazione degli sbilanciamenti positivi: nel caso in esame ciò si verifica ogni qualvolta il CVR emergenza dell'impianto è inferiore al prezzo MGP.

¹⁵ O alle relative aste europee qualora già implementate alla data del disservizio.

caso, infatti, non essendosi svolto il mercato del giorno prima, è lecito attendersi che in tali aste si negozino gran parte dei volumi.

4.b.2 Assenza dei mercati dell'energia

4.19 In caso di sospensione dei mercati dell'energia nella loro interezza, il dispacciamento delle unità abilitate sarebbe basato esclusivamente sugli ordini di dispacciamento impartiti da Terna con remunerazione pari al CVR emergenza, mentre per le altre unità l'energia immessa e prelevata sarebbe interamente valorizzata a sbilanciamento.

4.20 In tale contesto l'Autorità intende prevedere:

- a) per i punti di dispacciamento per unità di produzione abilitate, un prezzo di sbilanciamento effettivo pari al CVR emergenza relativo all'unità stessa, applicato in ottica *single pricing* sia agli sbilanciamenti positivi sia agli sbilanciamenti negativi¹⁶;
- b) per gli altri punti di dispacciamento (inclusi quelli per importazione ed esportazione), un prezzo di sbilanciamento effettivo zonale pari alla media dei CVR emergenza di ciascuna unità abilitata localizzata nella zona considerata ponderato sugli ordini di dispacciamento¹⁷ inviati da Terna a ciascuna unità.

4.b.3 Regole comuni indipendentemente dalla presenza o meno dei mercati dell'energia.

4.21 Sono sospesi, come già previsto dal Codice di rete, i corrispettivi di arbitraggio macrozonale¹⁸, la componente perequativa per i punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili¹⁹ e la pubblicazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale²⁰.

¹⁶ Non è necessario in questo caso prevedere corrispettivi per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento in quanto risorse a salire e a scendere sarebbero comunque valorizzate a CVR emergenza, così come gli eventuali sbilanciamenti. Un eventuale mancato rispetto potrebbe, comunque, essere oggetto di apposita istruttoria da parte dell'Autorità, soprattutto se da esso derivassero rallentamenti nel ripristino delle normali condizioni di esercizio.

¹⁷ Netto fra ordini a salire e ordini a scendere. Si evidenzia che gli ordini a scendere sono impartiti anche in questa situazione, per compensare eventuali fluttuazioni del carico e della produzione rinnovabile che occorrono in tempo reale.

¹⁸ Con un prezzo di sbilanciamento differenziato su base zonale non è necessario prevedere questo tipo di corrispettivi che sono finalizzati a neutralizzare le differenze fra i prezzi zonali e il prezzo di sbilanciamento definito per ciascuna macrozona.

¹⁹ Tale componente perequativa perde la sua efficacia nel momento in cui l'intero ammontare dello sbilanciamento effettivo è valorizzato allo stesso prezzo

²⁰ Sarebbe inutile la pubblicazione, dal momento che il prezzo di sbilanciamento effettivo sarebbe indipendente dallo stato lungo o corto della zona.

4.c Tempistiche di settlement

- 4.22 L’Autorità intende prevedere una regolazione delle partite economiche relative ai periodi di sospensione delle attività di mercato tramite una sessione di *settlement* dedicata, svincolata dalle attività di *settlement* del servizio di dispacciamento relative agli altri periodi rilevanti del mese oggetto del disservizio.
- 4.23 Indicativamente appare ragionevole cercare di assicurare i pagamenti entro 12 mesi dal verificarsi dell’evento: le tempistiche precise saranno comunque definite dall’Autorità di volta in volta anche in funzione della complessità delle attività istruttorie che dovranno essere svolte per determinare i parametri alla base della determinazione del CVR emergenza.
- 4.24 Una prima indicazione sui tempi è data in sede di avvio del procedimento di cui al paragrafo 4.5, mentre ulteriori indicazioni sono fornite nell’ambito delle successive consultazioni.

Q.8 *Si intravedono criticità nei criteri di determinazione del CVR emergenza proposto dall’Autorità e nei prezzi di sbilanciamento proposti? Si chiede di motivare la propria risposta*

Q.9 *Vi sono ulteriori elementi da tenere in considerazione? Fornire eventuali elementi a supporto*