

DCO 28/08

**CRITERI DI DEFINIZIONE ED ATTRIBUZIONE DELLE PARTITE
ECONOMICHE INERENTI AL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO INSORGENTI
A SEGUITO DI EVENTUALI RETTIFICHE DEI DATI DI MISURA E
INTERVENTI IN TEMA DI SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO**

Documento per la consultazione

nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 28 gennaio 2008, ARG/elt 5/08

Mercato di incidenza: energia elettrica

6 agosto 2008

Premessa

La deliberazione ARG/elt 05/08 ha avviato un procedimento avente ad oggetto la predisposizione di criteri per la definizione e l'attribuzione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche dei dati di misura posteriormente ai termini stabiliti dalla deliberazione n. 278/07 (di seguito: TILP) per la fase di conguaglio load profiling.

L'Autorità intende quindi introdurre una procedura trasparente e non discriminatoria per la gestione di tali rettifiche tardive, temperando l'esigenza di ricostruire correttamente le partite fisiche ed economiche di competenza dei diversi utenti del dispacciamento con la necessità di minimizzare gli impatti amministrativi necessariamente connessi.

Il presente documento illustra pertanto le diverse tipologie di rettifiche di dati di misura che possono intervenire a modificare tanto la quantificazione delle partite fisiche di energia elettrica quanto la relativa valorizzazione economica, sottoponendo alla consultazione pubblica diverse modalità di gestione di tali rettifiche da parte di Terna, quale responsabile del servizio di dispacciamento, valutate sulla base di obiettivi generali e specifici individuati dall'Autorità.

I soggetti interessati possono inviare osservazioni e proposte entro il 20 settembre 2008. I soggetti che intendono 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.

Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail con allegato il documento contenente le osservazioni (preferibile), fax o posta a:

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Unità Dispacciamento, Trasporto/Trasmissione e Stoccaggio
Piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02.655.65.336/284/290
fax 02.655.65.265
e-mail: mercati@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

<i>Premessa</i>	2
<u>1. Sommario</u>	<u>4</u>
<u>2. Inquadramento ai fini dell'analisi di impatto della regolazione (AIR)</u>	<u>5</u>
Introduzione	5
Contesto normativo di riferimento	6
Ragioni di opportunità alla base delle proposte di intervento.....	7
Obiettivi generali e specifici dell'intervento dell'Autorità	8
Obiettivi generali	8
Obiettivi specifici	8
Box 1:Orientamenti sulla revisione del trattamento economico dell'Aggregazione delle misure dei soggetti avvalsi da Terna	10
<u>3. Regolazione vigente</u>	<u>11</u>
Classificazione dei dati di misura	11
Dati di misura rilevati su base oraria	12
Dati di misura di prelievo non rilevati su base oraria	15
<u>4. Gestione delle rettifiche</u>	<u>18</u>
Classificazione temporale delle rettifiche	18
Box 2 – Nuova metodologia di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale	19
Gestione di rettifiche di settlement dei dati di misura	20
Numero di sessioni di liquidazione delle partite economiche corrispondenti a rettifiche di settlement	20
Scadenze per l'invio delle rettifiche di settlement	21
Modalità di trattamento delle rettifiche di settlement: le opzioni	22
Modalità di trattamento delle rettifiche di settlement: valutazione delle opzioni	23
Ulteriori tipi di rettifiche antecedenti al termine conguaglio load profiling: errata determinazione dei CRPU e dell'energia convenzionalmente attribuita.....	27
Gestione di rettifiche tardive dei dati di misura	28
Modalità di trattamento delle rettifiche tardive	29
Periodicità e scadenze di liquidazione.....	30
Ulteriori tipi di rettifiche posteriori al termine conguaglio load profiling: rettifiche ai dati di misura di punti di prelievo di illuminazione pubblica (con profilazione di categoria) non trattati orari	31

1. Sommario

Con deliberazione 28 gennaio 2008 n. ARG/elt 05/08 (di seguito: deliberazione n. 5/08), l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la predisposizione di criteri per la definizione e l'attribuzione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche tardive dei dati di misura posteriormente ai termini stabiliti dalla deliberazione n. 278/07 (di seguito: TILP) per la fase di conguaglio *load profiling*.

Il TILP ha infatti normato il regime della procedura del conguaglio *load profiling*, ma ha rimandato a successivo provvedimento i criteri per il trattamento delle eventuali rettifiche dei dati di misura dell'energia effettivamente prelevata dai punti non trattati orari del mercato libero posteriormente al termine ultimo in cui i dati assumono carattere definitivo ai fini del conguaglio *load profiling*.

L'attività istruttoria condotta dalla Direzione Mercati nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione n. 177/07, in merito alle gravi anomalie verificatesi nella attribuzione delle partite di energia elettrica immessa e prelevata nel corso del primo trimestre 2007, indagando anche la possibilità che i medesimi errori abbiano condizionato le partite fisiche ed economiche relative agli scambi di energia fin dall'apertura del mercato elettrico, ha rivelato che il fenomeno delle rettifiche dei dati di misura da parte delle imprese distributrici oltre i termini previsti dalla normativa è una anomalia di larghe dimensioni, che ha prodotto notevoli situazioni di incertezza e che investe non solo i dati di consuntivo della fase di conguaglio del *load profiling*, ma anche, e soprattutto, tutti i dati di misura relativi ai flussi di energia elettrica in immissione e in prelievo del sistema elettrico nazionale che incidono la regolazione mensile del servizio del dispacciamento.

Anche sulla base di tale esperienza, l'Autorità ritiene opportuno prevedere una regolazione che permetta di gestire in modo sistematico quegli effetti di rettifiche dei dati di misura che, al di là delle anomalie straordinarie riscontrate nell'ambito della citata istruttoria, possano essere considerati "strutturali" nel normale funzionamento di un sistema elettrico.

In considerazione di ciò, col presente documento per la consultazione, che costituisce il primo atto del procedimento succitato, l'Autorità illustra i propri orientamenti in materia di rettifiche tardive, e possibili criteri di gestione, relative a tutti i tipi di dati di misura.

Nel presente documento si intende, pertanto, analizzare in modo esaustivo tutti i casi di rettifiche che possono insorgere posteriormente ai termini stabiliti dalla normativa e fornire illustrazione di diverse modalità di trattamento che possano applicarsi, non solo per quanto concerne le rettifiche che potrebbero insorgere posteriormente alla fase di conguaglio *load profiling*, come originariamente previsto, ma estendendo l'ambito anche alle rettifiche ai dati di misura di altra natura e rilevanti ai fini della regolazione mensile del servizio di dispacciamento (*settlement*).

Alla luce di ciò, il documento propone inizialmente una ricognizione di tutti i dati di misura e delle partite fisiche direttamente e indirettamente influenzate da ciascun dato, nonché degli utenti titolari di tali partite fisiche. Nel capitolo successivo si esaminano e propongono diverse soluzioni, sia in termini di metodo che di tempistica, per la gestione delle rettifiche qualora esse risultino incidenti su sessioni di *settlement* mensile già concluse, ma appartenenti ad un anno solare per cui la fase di conguaglio *load profiling* non è ancora avvenuta, o, alternativamente, pervengano con riferimento ad anni per i quali è già stata compiuta la fase di conguaglio *load profiling*.

Si è ritenuto funzionale alla trattazione includere in questo documento per la consultazione anche alcune proposte dell'Autorità in merito a due argomenti correlati alle tematiche oggetto del presente documento:

1. Orientamenti nella revisione del trattamento economico dell'aggregazione delle misure dei soggetti avvalsi da Terna
2. Nuovo metodo di determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale

che, per agevolare la lettura nel contesto del documento di consultazione, sono stati posti all'interno di appositi Box.

2. Inquadramento ai fini dell'analisi di impatto della regolazione (AIR)

Introduzione

- 2.1. Come ricordato, questo documento per la consultazione costituisce il primo atto del procedimento avviato con la deliberazione n. 5/08 che ha dato mandato alla Direzione Mercati affinché proceda a:
 - convocare, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, audizioni per la consultazione dei soggetti interessati e delle formazioni associative che ne rappresentano gli interessi ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti aventi ad oggetto l'individuazione di criteri per la definizione e l'attribuzione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche tardive per la fase di conguaglio *load profiling*;
 - rendere disponibili documenti per la consultazione contenenti proposte di detti provvedimenti.
- 2.2. L'Autorità ha inserito il procedimento per la predisposizione di criteri per la definizione e l'attribuzione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche tardive dei dati di misura nella sperimentazione triennale dell'Analisi di Impatto della Regolazione (di seguito: Air) agli effetti della deliberazione n. 203/05.
- 2.3. Anche a seguito dell'attività di istruttoria svolta nell'ambito stabilito dalla deliberazione n. 177/07, l'Autorità ritiene opportuna l'individuazione di criteri per la definizione e l'attribuzione delle partite economiche insorgenti non solo da rettifiche dei dati di misura tardive con riferimento alla data ultima di consegna dei dati di prelievo dei punti non trattati orari ai fini della fase di conguaglio *load profiling*, ma anche da rettifiche dei dati di misura rilevanti ai fini della determinazione mensile delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (di seguito: *settlement*) posteriormente alle scadenze fissate dall'Autorità per il regolare svolgimento ai sensi della deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06 (di seguito deliberazione n. 111/06).
- 2.4. L'individuazione dei criteri, sia per le rettifiche posteriori al termine per la consegna dei dati definitivi del prelievo dei punti non trattati orari ai fini della fase del conguaglio *load profiling* (10 maggio per l'anno precedente, di seguito: termine conguaglio *load profiling*) sia precedenti a tale termine, ma successive alle scadenze per il *settlement* mensile di tutti i dati di misura, risulta sinergica se condotta congiuntamente per le due categorie di rettifiche.
- 2.5. Conformemente alla metodologia Air, il presente documento per la consultazione:
 - delinea gli obiettivi generali e specifici che l'Autorità si prefigge di raggiungere con l'intervento regolatorio in esame;
 - presenta alcune possibili opzioni in merito alle possibili soluzioni per diversi aspetti dei meccanismi vigenti e/o innovativi, includendo anche l'opzione 0 quale opzione *baseline* di "applicazione dei criteri vigenti anche ai dati rettificati";

- confronta tra loro le opzioni prospettate rispetto agli obiettivi generali e specifici dell'intervento regolatorio.

- 2.6. A completamento dell'analisi, il presente documento per la consultazione illustra orientamenti dell'Autorità e propone spunti di consultazione a riguardo di aspetti correlati e complementari che permettono un quadro quanto più completo possibile degli impatti regolatori che le proposte di intervento in ambito possono generare.
- 2.7. In tabella 1 sono riportati i principali momenti previsti dal piano Air per l'individuazione di criteri per la definizione e l'attribuzione delle partite economiche insorgenti da rettifiche dei dati di misura.

Attività	Periodo
Delibera di avvio e approvazione piano Air	gennaio 2008
Fase istruttoria ¹	giugno 2007-giugno 2008
Documento di consultazione con esiti della ricognizione e opzioni preliminari	agosto 2008
Analisi degli esiti della prima consultazione	agosto-settembre 2008
Secondo documento di consultazione con l'individuazione dell'opzione preferita	ottobre 2008
Analisi degli esiti della seconda consultazione	novembre 2008
Emanazione del provvedimento sulle modalità di conguaglio del servizio del dispacciamento elettrico	dicembre 2008

Tabella 1: Piano Air per il procedimento sulle modalità di conguaglio del servizio del dispacciamento elettrico

Contesto normativo di riferimento

- 2.8. La deliberazione n. 111/06 disciplina le "condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico", ivi inclusa l'aggregazione delle misure che, ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, costituisce parte integrante del servizio di dispacciamento. La deliberazione n. 111/06 prevede la regolazione del servizio di dispacciamento (*settlement*) ogni mese successivo al mese di competenza².
- 2.9. Il TILP, recante l'innovata disciplina della profilazione convenzionale dell'energia elettrica prelevata per i punti di prelievo non trattati su base oraria, prevede una fase di conguaglio, a liquidazione annuale, con la determinazione dell'energia effettivamente prelevata da tali punti e la regolazione delle differenze intervenute in ciascun periodo di conguaglio con un prezzo medio che tiene conto, oltre al prezzo di acquisto medio su MGP, anche degli oneri di dispacciamento.
- 2.10. Entrambi i testi regolatori non prevedono esplicitamente la gestione di una rettifica dei dati di misura che costituiscono gli elementi fondamentali per la costruzione numerica di tutte le partite fisiche ed economiche in oggetto.

¹ La fase ricognitiva è stata condotta nell'ambito dei lavori per il procedimento finalizzato alla revisione della profilazione convenzionale, che ha condotto all'adozione del TILP, nonché nell'attività istruttoria avviata con deliberazione n. 177/07.

² le disposizioni transitorie, anche per l'anno 2008, posticipano tali scadenze al 15 del secondo mese successivo a quello di competenza.

- 2.11. La deliberazione 17 marzo 2008, ARG/elt 29/08, recante la “Determinazione convenzionale dei profili di prelievo dell’energia elettrica corrispondenti ad utenze di illuminazione pubblica non trattate su base oraria”, definisce una revisione dell’applicazione del profilo convenzionale di categoria per gli impianti di illuminazione pubblica, risolvendo i problemi strutturali della precedente previsione, ivi inclusi i flussi informativi connessi, e stabilendo che tutti i punti di tale categoria connessi in media tensione siano trattati orari parimenti agli altri collegati a tali reti.
- 2.12. La deliberazione 21 maggio 2008, ARG/elt 65/08 ha adottato misure urgenti per la determinazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento dell’energia elettrica nell’anno 2005, per sanare una generale situazione di incertezza per gli operatori a seguito di continue modifiche intercorse.

Ragioni di opportunità alla base delle proposte di intervento

- 2.13. Nella fase di consultazione delle proposte per la revisione della metodologia di *load profiling* per fasce l’Autorità era venuta a conoscenza del sussistere di un’effettiva difficoltà da parte di Terna a concludere la fase di conguaglio prevista dal *load profiling* secondo la metodologia precedentemente stabilita con la deliberazione n. 118/03. Questa difficoltà era dovuta alla frequente rettifica dei dati di misura da parte delle imprese distributrici con conseguente necessità di ri-aggiustamento continuo delle partite fisiche in determinazione. Come primo esito della ricognizione condotta, il TILP ha stabilito tempi più allungati per l’invio da parte delle imprese distributrici a Terna dei dati di misura dell’energia effettivamente prelevata dai punti non trattati orari³, ponendo la scadenza ultima al 10 maggio. Aggiuntivamente col TILP l’Autorità ha indicato tale scadenza come ultima possibile per l’invio dei dati di misura entro la quale il conguaglio *load profiling* è condotto con le modalità nel TILP stesso definite e ha stabilito che i dati inviati successivamente a questa data avrebbero determinato rettifiche delle partite fisiche con criteri differenti da quelli stabiliti per i dati inviati tempestivamente. Si rinviava a successivo provvedimento la definizione di tali criteri.
- 2.14. La deliberazione n. 111/06, come già detto, stabilisce le modalità di regolazione del servizio di dispacciamento. Le norme non prevedono eventuali errori e corrispondenti rettifiche ai dati di misura, poiché la tempistica stabilita per la messa a disposizione dei dati di misura al dispacciatore, ai fini della determinazione delle partite fisiche ed economiche del servizio, tiene già conto dei tempi necessari al processo di raccolta, validazione ed eventuale trattamento per ricostruzione dei dati di misura da parte delle imprese distributrici nel loro ruolo di responsabili del servizio di misura e di soggetti avvalsi per l’aggregazione delle misure. In altre parole la tempistica per l’impresa distributtrice per la messa a disposizione del dato per il dispacciamento è già comprensiva delle eventuali attività di verifica e correzione del medesimo dato.
- 2.15. Nell’operatività degli anni 2005 e 2006 si è avuto un fenomeno di errori e correzioni dei dati di misura di proporzioni inattese che hanno provocato notevoli anomalie nell’ordinato svolgersi delle operazioni della regolazione del servizio di dispacciamento e, conseguentemente, provocato prolungata incertezza presso gli operatori con riferimento alle proprie posizioni economiche.

³ Anche in conseguenza di una maggior complessità dei meccanismi introdotti dalla nuova metodologia.

2.16. Anche se l’Autorità non ritiene che il fenomeno delle rettifiche con le proporzioni assunte per i primi anni di avvio del dispacciamento di merito economico possa essere tollerabile in un sistema liberalizzato correttamente funzionante, per contro, al fine di garantire maggior robustezza all’attività di definizione delle partite economiche di dispacciamento e conseguentemente al sistema elettrico nel complesso, ritiene opportuno stabilire una regolamentazione univoca e trasparente per il trattamento delle situazioni in esito ad eventuali errori dei dati di misura che dovessero manifestarsi posteriormente alla scadenze utili per la determinazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento.

Obiettivi generali e specifici dell’intervento dell’Autorità

Obiettivi generali

2.17. La legge n 481/95, istitutiva delle Autorità indipendenti, assegna all’Autorità per l’energia elettrica e il gas la finalità di garantire la promozione, fra l’altro, dell’efficienza nei servizi di pubblica utilità del settore dell’energia elettrica, tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo.

2.18. In tale ottica si pone l’avvio di procedimento di cui alla deliberazione n. 5/08 con la finalità di integrare la regolazione vigente in materia di definizione delle partite economiche del servizio di dispacciamento nei casi di rettifica dei dati di misura.

2.19. La soluzione da individuarsi consta nell’adozione di criteri, trasparenti e non discriminatori, volti a garantire efficienza della regolazione del servizio stesso, tenendo conto delle esigenze di certezza e stabilità da parte degli operatori nella definizione delle rispettive posizioni economiche concernenti il servizio di dispacciamento, anche nelle situazioni atipiche.

Obiettivi specifici

2.20. Nell’ambito delle modalità di definizione ed attribuzione delle partite economiche insorgenti da rettifiche posteriori alle scadenze regolari stabilite dalla normativa dei dati di misura, la promozione dell’efficienza del servizio pubblico di dispacciamento trova forma nello stabilire criteri per la corretta determinazione dell’energia prelevata e nella minimizzazione dell’impatto economico ed amministrativo sugli Utenti del Dispacciamento e su Terna associato alle rettifiche. Gli obiettivi specifici individuati sono pertanto:

OBIETTIVO A: CORRETTA CONTABILIZZAZIONE E VALORIZZAZIONE ECONOMICA DELL’ENERGIA PRELEVATA DA CIASCUN UTENTE DEL DISPACCIAMENTO

2.21. Il servizio di dispacciamento di merito economico, nel disegno del sistema elettrico italiano, riveste una importanza primaria ed è alla base di tutto il funzionamento del settore; conseguentemente il buon esito dell’attività di *settlement*, che ne costituisce la regolazione economica, risulta essere un tassello imprescindibile per lo sviluppo ordinato del mercato. Una corretta valorizzazione economica del servizio di dispacciamento dipende da un lato dalla corretta determinazione dell’energia prelevata dal sistema e dai singoli utenti e dall’altro da una valorizzazione degli sbilanciamenti e dalla determinazione del prezzo di conguaglio *load profiling* trasparenti e non discriminatorie. Le modalità di gestione delle rettifiche dei dati di misura, di qualsiasi natura essi siano, devono assicurare entrambi i suddetti requisiti.

OBIETTIVO B: CONTENIMENTO DELL’IMPATTO ECONOMICO ED AMMINISTRATIVO PER GLI UTENTI DEL DISPACCIAMENTO

2.22. Le rettifiche dei dati di misura possono dare luogo a partite economiche a carico non solo degli utenti del dispacciamento direttamente impattati (si veda il paragrafo “Impatti dei dati di

misura non orari” del presente documento), ma anche a carico di altri utenti del dispacciamento per il tramite delle modifiche del PRA e dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo. Le modalità di gestione delle rettifiche devono contenere tale effetto, al fine di mitigare il clima di incertezza che la possibilità di eventuali rettifiche ingenera negli UdD. In quest’ottica le suddette modalità di gestione non devono nemmeno ingenerare effetti distorsivi e ingiustamente penalizzanti a carico degli UdD.

OBIETTIVO C: SEMPLIFICAZIONE CONTABILE ED AMMINISTRATIVA

2.23. Le modalità di gestione delle rettifiche di *settlement* e tardive non devono comportare un’ingiustificata complessità a carico di Terna, responsabile della determinazione dei conguagli e all’emissione delle relative fatture: in particolare le tempistiche e le procedure adottate non devono ostacolare il regolare espletamento del *settlement* mensile e del conguaglio *load profiling* secondo i tempi stabiliti dalla normativa vigente.

Q1. Si condividono gli obiettivi generali e specifici posti dall’Autorità coerentemente con le ragioni di opportunità alla base delle proposte degli interventi?

BOX 1:ORIENTAMENTI SULLA REVISIONE DEL TRATTAMENTO ECONOMICO DELL'AGGREGAZIONE DELLE MISURE DEI SOGGETTI AVVALSI DA TERNA

Parallelamente agli obiettivi sopra citati, riguardanti l'impatto delle rettifiche su UdD e Terna, è intenzione dell'Autorità, nell'ambito della revisione dei corrispettivi di aggregazione delle misure di cui alla deliberazione 27 dicembre 2007, n. 343/07, introdurre elementi di responsabilizzazione dei soggetti operanti l'aggregazione delle misure, vista l'ormai sorpassata fase di avviamento dell'attività.

La deliberazione n. 111/06⁴ pone in capo a Terna la responsabilità dell'aggregazione delle misure e stabilisce che, a tal fine, questa si avvalga dell'opera delle imprese distributrici.

Per tale attività le imprese distributrici sono remunerate con un corrispettivo mensile che tiene conto dei costi fissi, del numero di punti di prelievo trattati orari e del numero di UdD con punti di prelievo nel loro ambito di competenza. Tale remunerazione è finanziata dalla raccolta del corrispettivo mensile che, per ogni punto di prelievo trattato orario presente nel proprio contratto di dispacciamento, ogni UdD versa a Terna.

L'aggregazione delle misure in prelievo vigente prevede che le imprese distributrici inviino al sest'ultimo giorno del mese, a valere per il mese successivo, a ciascun UdD la lista di tutti i punti di prelievo contenuti nel relativo contratto di dispacciamento presenti nel proprio ambito di competenza (*anagrafica*) e determinino il set dei relativi CRPU che Terna poi rende disponibile a ciascun UdD. Con riferimento ai punti di prelievo trattati orari contenuti nell'*anagrafica*, ciascuna impresa distributtrice al 20 del mese successivo a quello di competenza invia agli UdD i dati di misura dei prelievi orari di ciascun punto di prelievo. Alla stessa data l'impresa distributtrice di riferimento invia a Terna, che rende disponibile sul suo sito, per ciascun UdD, gli aggregati orari dei prelievi dei punti di prelievo trattati orari della propria area di riferimento e i valori orari di Prelievo Residuo d'Area del mese precedente.

Alla luce dell'esperienza acquisita dal settore dall'avvio dell'attività nel 2004, l'Autorità ritiene opportuno che, in linea di principio, la prossima regolazione dell'aggregazione delle misure preveda che la corresponsione del corrispettivo agli operatori avvenga in relazione al rispetto puntuale degli obblighi stabiliti in termini sia di tempistica che di correttezza dei dati determinati.

L'Autorità propone che sia definita una quota minima di numero di punti di prelievo per i quali i dati debbano essere messi a disposizione in tempo e correttamente sia a Terna che agli UdD e una riduzione della quota del corrispettivo erogato (eventualmente corrisposto a titolo di acconto e conguaglio) in corrispondenza del degrado delle prestazioni sia in termini di tempistiche sia in termini di correttezza.

Questo avrebbe come presupposto la riponderazione del corrispettivo di aggregazione in diversi elementi, ognuno dei quali significativo di una delle prestazioni componenti l'aggregazione delle misure. Ad esempio esso potrebbe essere composto da elementi rappresentativi della messa a disposizione de:

- a) i dati di misura orari agli UdD al 20 del n+1
- b) gli aggregati orari di ciascun UdD a Terna al 20 del n+1 e del PRA
- c) l'*anagrafica* agli UdD al sest'ultimo giorno del n-1
- d) il set di CRPU e l'energia oraria di illuminazione pubblica al sest'ultimo giorno del n-1

Ciascuna di queste quote, moltiplicata per il numero di punti del contratto di dispacciamento, sarebbe erogata integralmente in caso di una soddisfazione entro le scadenze stabilite di almeno una quota percentuale di punti di prelievo con dati corretti. Il valore percentuale potrebbe eventualmente

⁴ Come già precedentemente la deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168/03

differire per le diverse prestazioni. In caso di rettifiche per una certa quantità di dati entro termini che ancora ne permettano rilevanza ai fini delle attività di previsione o di *settlement*, il corrispettivo da erogarsi all'impresa distributrice e da pagarsi da parte dell'UdD si ridurrebbe assumendo un principio di gradualità.

Qualora i dati risultassero rettificati con una tempistica che ne annullasse l'utilità ai fini previsionali per gli UdD o ai fini dei corretti tempi di *settlement* e/o della fase di conguaglio *load profiling*, l'Autorità ritiene che una quota delle partite economiche insorgenti da tali rettifiche debba essere posta a carico dei soggetti responsabili della determinazione di tali anomalie.

- Q2. Si concorda con l'articolazione del corrispettivo di aggregazione in funzione delle prestazioni comprese nell'attività? Si concorda con l'articolazione proposta dall'Autorità?
- Q3. Quale potrebbe essere la percentuale di dati corretti per la quale pagare il corrispettivo di aggregazione (o le sue componenti)? Sarebbe la medesima per tutte le prestazioni?
- Q4. Quale scaletta di tempi/percentuali di dati e con che quote di riduzione dell'erogazione/pagamento del corrispettivo (o le sue componenti) potrebbe rappresentare una adeguata gradualità del rapporto prestazione/remunerazione?
- Q5. Si ritiene equo che una parte delle partite insorgenti a seguito delle rettifiche siano addebitate ai soggetti che le hanno determinate? In che ragionevole proporzione lungo il tempo?

3. Regolazione vigente

Classificazione dei dati di misura

- 3.1. La determinazione delle partite economiche nell'ambito del servizio di dispacciamento a partire dai dati di misura relativi alle immissioni e ai prelievi è articolata in due fasi distinte:
- *settlement* a cadenza mensile per i punti trattati su base oraria e a titolo di acconto per i punti non trattati su base oraria;
 - conguaglio *load profiling* su base bimestrale con liquidazione annuale a titolo di saldo per i punti non trattati su base oraria.
- 3.2. Ai fini di ciascuna sessione di *settlement* mensile, Terna si avvale di dati di misura rilevati su base oraria che possono essere ulteriormente classificati in:
- i) dati relativi ai punti di immissione localizzati sulla RTN
 - ii) dati relativi ai punti di immissione localizzati sulle reti di distribuzione;
 - iii) dati relativi al Prelievo Residuo di Area (PRA);
 - iv) dati relativi ai punti di prelievo trattati su base oraria⁵.
- 3.3. I dati di tipologia i), ii), e iv) sono direttamente rilevati dai dispositivi di misura installati presso i punti di immissione e prelievo; il PRA, invece, è determinato dalle imprese distributrici di riferimento a partire dai dati relativi alle immissioni sulle reti di distribuzione,

⁵ Inclusi i punti trattati orari corrispondenti agli impianti di pubblica illuminazione, stabiliti essere tutti quelli connessi in media tensione.

agli scambi di energia fra la RTN e le reti di distribuzione, agli scambi di energia fra reti di distribuzione e ai prelievi dei punti trattati su base oraria.

- 3.4. Per il conguaglio *load profiling*, invece, Terna si avvale di dati di misura non rilevati su base oraria, classificabili in:
- i) dati relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria appartenenti al mercato libero⁶;
 - ii) dati relativi ai punti di prelievo trattati per fasce appartenenti al servizio di maggior tutela.
- 3.5. La tabella 2 riassume le tempistiche entro cui le imprese distributrici di riferimento devono inviare a Terna i dati di ciascuna tipologia, nonché il relativo riferimento normativo; per i dati relativi alle immissioni sulla RTN, rilevati direttamente da Terna, al posto della tempistiche di invio da parte delle imprese distributrici è riportato il termine previsto dall'attuale normativa⁷ entro il quale Terna deve procedere alla determinazione dell'energia immessa per ciascun punto di dispacciamento.

Descrizione dato	Procedura	Scadenza per invio dati	Riferimento normativo
Immissioni impianti di produzione su RTN	<i>Settlement</i> mensile	25 del mese successivo*	111/06
Immissioni impianti di produzione su rete di distribuzione	<i>Settlement</i> mensile	15 del mese successivo	111/06
PRA	<i>Settlement</i> mensile	20 del mese successivo	TILP
Dati di prelievo orari	<i>Settlement</i> mensile	20 del mese successivo	111/06
Dati di prelievo non orari mercato libero	Conguaglio <i>load profiling</i>	10 maggio anno successivo	TILP
Dati di prelievo per fasce maggior tutela	Conguaglio <i>load profiling</i>	25 aprile anno successivo	TILP

* Termine entro cui deve essere determinata l'energia immessa per ciascun punto di dispacciamento.

Tabella 2 – Tipologie dei dati di misura e relative scadenze

Dati di misura rilevati su base oraria

- 3.6. Il valore assunto da ciascun dato di misura rilevato su base oraria rileva al fine della determinazione di numerose partite fisiche ed economiche relative al *settlement* mensile; tali impatti possono essere suddivisi in:

⁶ Ai fini del presente documento nella locuzione “mercato libero” è ricompreso anche il servizio di salvaguardia.

⁷ E' riportato il termine previsto a regime; il transitorio attuale prevede che Terna determini l'energia immessa e prelevata in ciascun punto di dispacciamento entro il 15 del secondo mese successivo a quello di competenza.

- impatti diretti, ovvero impatti su partite fisiche ed economiche relative all'UdD nel cui contratto di dispacciamento è incluso il punto di immissione o di prelievo cui è relativo il dato di misura; tra gli impatti diretti si annoverano anche le partite fisiche relative all'Acquirente Unico per i punti di prelievo non trattati su base oraria: per tale operatore, infatti, il prelievo di energia elettrica è determinato non sulla base di una misurazione diretta, ma come differenza fra il valore assunto dal PRA, determinato su base oraria, e il prelievo effettivo degli altri utenti del dispacciamento con riferimento ai punti non trattati su base oraria;
- impatti indiretti, ovvero impatti su partite fisiche ed economiche relative ad UdD diversi da quelli di cui al precedente alinea.

3.7. Nel seguito per ciascuna delle tipologie di dati si analizzano gli impatti diretti ed indiretti; per il PRA si analizzano separatamente gli impatti conseguenti il valore del PRA e gli impatti conseguenti la variazione di uno dei dati che concorrono alla sua composizione.

Dati relativi ai punti di immissione sulla RTN

3.8. Il valore delle immissioni sulla RTN ha un impatto diretto sulle partite fisiche ed economiche relative all'UdD nel cui contratto di dispacciamento in immissione è incluso il punto di immissione a cui è relativo il dato di misura.

3.9. Gli impatti indiretti riguardano invece:

- il segno dello sbilanciamento aggregato zonale⁸ da cui dipendono i corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo da applicare ai punti di prelievo e in immissione;
- l'ammontare complessivo del corrispettivo cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 da coprire tramite il gettito previsto per il trimestre successivo⁹ (di seguito: *uplift*);
- l'ammontare complessivo del corrispettivo di cui al comma 45.1 della deliberazione n. 111/06 da coprire con il gettito del mese di competenza (di seguito: *U_{ess}*) (solamente qualora il punto di immissione sia relativo ad un'unità essenziale per la sicurezza del sistema);¹⁰
- il prezzo di conguaglio *load profiling* che riflette il valore dei corrispettivi di dispacciamento *uplift* e *U_{ess}*.

Dati relativi ai punti di immissione sulle reti di distribuzione

⁸ In generale in ciascuna ora lo sbilanciamento aggregato zonale $Sbil_{zonale}$ è dato dalla seguente formula:

$$Sbil_{zonale} = I_{eff} - I_{prog} - (P_{eff} - P_{prog})$$

dove

I_{eff} è l'energia globalmente immessa nella zona;

I_{prog} è il programma vincolante modificato e corretto di immissione nella zona;

P_{eff} è l'energia globalmente prelevata nella zona (inclusi i prelievi dei punti non trattati su base oraria, calcolati a partire dal valore del PRA delle diverse aree di riferimento incluse nella zona, tramite l'applicazione dei CRPU relativi alla medesima area);

P_{prog} è il programma post-MA di prelievo nella zona;

Tutte le grandezze suddette sono opportunamente maggiorate per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione.

⁹ Gli oneri positivi o negativi relativi all'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo per ciascun punto di immissione o prelievo sono portati in deduzione dal valore dell'*uplift* relativo al trimestre successivo a quello di competenza.

¹⁰ Alle unità essenziali per la sicurezza del sistema è comunque riconosciuto un corrispettivo unitario a copertura dei costi variabili in tutte le ore in cui esse sono risultate essenziali; gli oneri a carico di Terna insorgenti dall'applicazione di tale corrispettivo (dipendenti dal valore complessivo dell'energia immessa dall'unità essenziale) determinano il gettito complessivo del corrispettivo *U_{ess}* da riscuotere in ciascun mese.

3.10. Il valore delle immissioni sulle reti di distribuzione ha un impatto diretto sulle partite fisiche ed economiche relative all'UdD nel cui contratto di dispacciamento in immissione è incluso il punto di immissione a cui è relativo il dato di misura.

3.11. Gli impatti indiretti riguardano invece:

- il valore del PRA¹¹;
- l'ammontare complessivo del corrispettivo *uplift*;
- l'ammontare complessivo del corrispettivo *Uess* (solamente qualora il punto di immissione sia relativo ad un'unità essenziale per la sicurezza del sistema);
- il prezzo di conguaglio *load profiling* attraverso il valore unitario dei corrispettivi di dispacciamento (*uplift* e *Uess*).

Dati relativi ai punti di prelievo trattati su base oraria

3.12. Il valore dei prelievi dei punti trattati su base oraria ha un impatto diretto sulle partite fisiche ed economiche relative all'UdD nel cui contratto di dispacciamento in prelievo è incluso il punto di prelievo a cui è relativo il dato di misura.

3.13. Gli impatti indiretti riguardano invece:

- il valore del PRA¹²;
- l'ammontare complessivo del corrispettivo *uplift*;
- il prezzo di conguaglio *load profiling* attraverso il valore unitario del corrispettivo *uplift*.

PRA

3.14. Il PRA non è riferito ad alcun punto di prelievo: gli unici impatti diretti riguardano le partite fisiche di conguaglio *load profiling* dell'Acquirente Unico.

3.15. Gli impatti indiretti riguardano, invece:

- gli sbilanciamenti effettivi degli UdD nei cui contratti sono presenti punti di prelievo non trattati su base oraria;
- l'ammontare complessivo del corrispettivo *uplift*;
- il prezzo di conguaglio *load profiling* attraverso il valore unitario del corrispettivo *uplift* e il valore del PRA medesimo.

3.16. Agli impatti indiretti di cui al punto 3.15 si sommano gli impatti indiretti conseguenti ai dati che concorrono a determinare il valore del PRA, come descritto nei paragrafi che seguono.

Dati relativi ai punti di interconnessione fra RTN e reti di distribuzione

3.17. Non vi sono impatti diretti in quanto i prelievi da RTN confluiscono nel valore del PRA; gli impatti indiretti riguardano, invece:

- il segno dello sbilanciamento aggregato zonale da cui dipendono i corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo da applicare ai punti di prelievo e in immissione;
- l'ammontare complessivo del corrispettivo *uplift* (per effetto del valore dei corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo);
- il valore dell'energia complessivamente prelevata dai punti di prelievo che costituisce la base in energia su cui ripartire l'ammontare complessivo del corrispettivo *Uess* per il mese di competenza e alla quale applicare il corrispettivo unitario *uplift* del

¹¹ Gli impatti conseguenti al valore assunto dal PRA sono descritti nel paragrafo appositamente dedicato al PRA.

¹² Gli impatti conseguenti al valore assunto dal PRA sono descritti nel paragrafo appositamente dedicato al PRA.

trimestre di competenza, il cui gettito è portato in deduzione dall'ammontare complessivo del medesimo corrispettivo per il trimestre successivo;

- il prezzo di conguaglio *load profiling* attraverso il valore unitario del corrispettivo *uplift* e del corrispettivo *Uess*.

Dati relativi ai punti di interconnessione fra reti di distribuzione appartenenti ad aree di riferimento differenti

3.18. Anche in questo caso non vi sono impatti diretti, ma solo impatti indiretti riguardanti:

- il segno dello sbilanciamento aggregato zonale da cui dipendono i corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo da applicare ai punti di prelievo e in immissione (solamente se le due reti di distribuzione sono localizzate in differenti macrozone);
- l'ammontare complessivo del corrispettivo *uplift* di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 per effetto del valore dei corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo da coprire tramite il gettito previsto per il trimestre successivo e per le rettifiche, uguali ed opposte, di PRA delle aree adiacenti;
- il prezzo di conguaglio *load profiling* attraverso il valore unitario del corrispettivo *uplift*.

Dati di misura di prelievo non rilevati su base oraria

3.19. Anche per i dati di misura non rilevati su base oraria è possibile evidenziare impatti diretti e impatti indiretti che vengono nel seguito dettagliati in modo sistematico. Per i dati non rilevati su base oraria gli impatti diretti possono riguardare, oltre all'UdD nel cui contratto di dispacciamento sono presenti i punti di prelievo cui si riferiscono i dati di misura, anche l'Acquirente Unico, in virtù del ruolo di operatore residuale che riveste nell'ambito della metodologia *load profiling*.

Dati relativi ai punti di prelievo non trattati orari appartenenti al mercato libero

3.20. I dati di misura dei punti di prelievo non trattati su base oraria appartenenti al mercato libero hanno un impatto diretto su:

- la partita fisica, e conseguentemente la partita economica, di conguaglio *load profiling* dell'UdD nel cui contratto di dispacciamento in prelievo è incluso il punto di prelievo cui è relativo il dato di misura;
- la partita fisica, e conseguentemente, la partita economica di conguaglio dell'Acquirente Unico¹³.

3.21. Gli impatti indiretti riguardano:

- la determinazione dell'energia $E_{F_i mese}^m$ di cui al comma 10.3 del TILP, prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria dai punti di prelievo trattati monorari, il cui valore è necessario per la determinazione delle partite fisiche di conguaglio *load profiling* relativo ai medesimi punti di prelievo (solo per i punti di prelievo trattati per fasce);
- il valore della differenza fra le perdite effettive e le perdite standard sulle reti di distribuzione in capo alle singole imprese distributrici, in sede di perequazione del servizio di maggio tutela¹⁴.

¹³ L'Acquirente Unico ha una partita fisica di conguaglio *load profiling* pari all'opposto della somma delle partite fisiche di conguaglio degli altri utenti del dispacciamento presenti nell'area.

¹⁴ In realtà i dati di prelievo dei punti non trattati su base oraria sono utilizzati anche per la determinazione dei CRPP a valere dal mese di giugno successivo alla loro rilevazione, e, conseguentemente, dei CRPU dei relativi UdD e

Dati relativi ai punti di prelievo trattati per fasce ricompresi nel servizio di maggior tutela

3.22. I dati dei punti di prelievo ricompresi nel servizio di maggior tutela non sono direttamente utilizzati per la determinazione della partita di conguaglio dell'Acquirente Unico¹⁵. Essi rilevano solamente per la procedura di determinazione delle partite di conguaglio dei punti di prelievo monorari appartenenti al mercato libero. Non esistono, pertanto, impatti diretti, ma solo impatti indiretti.

3.23. In particolare gli impatti indiretti riguardano:

- la determinazione dell'energia $E_{F_i mese}^m$ di cui al comma 10.3 del TILP, prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria dai punti di prelievo trattati monorari, il cui valore è necessario per la determinazione delle partite fisiche di conguaglio *load profiling* relativo ai medesimi punti di prelievo;
- il valore della differenza fra le perdite effettive e le perdite standard sulle reti di distribuzione in capo alle singole imprese distributrici, in sede di perequazione del servizio di maggior tutela;
- l'ammontare delle partite di perequazione di competenza di ciascun esercente la maggior tutela.

3.24. La tabella 3 riassume gli impatti di ciascuna tipologia di dati di misura.

dell'Acquirente Unico. Essi, tuttavia, sono resi noti agli UdD con un certo anticipo rispetto alle tempistiche del *settlement* su cui hanno effetto, quindi il loro impatto può considerarsi limitato.

¹⁵ La partita fisica di conguaglio dell'Acquirente Unico dipende dalle partite fisiche di conguaglio degli altri UdD, ovvero dai dati di misura di prelievo effettivo del mercato libero, e non dai dati di misura rilevati per i punti di prelievo ricompresi nel servizio di maggior tutela.

Descrizione dato	Titolare partita direttamente impattata	Titolare partite indirettamente impattate	Impatto sui corrispettivi unitari di sbilanciamento	Impatto su <i>uplift</i> e <i>Uess</i>	Impatto sul PRA	Impatto su prezzo di conguaglio load profiling
Immissioni impianti di produzione su RTN	UdD titolare impianto	UdD titolari punti di prelievo	SI	SI	NO	SI
Immissioni impianti di produzione su rete di distribuzione	UdD titolare impianto	UdD titolari punti di prelievo	NO	SI	SI	SI
Prelievi da RTN	/	UdD titolari punti di prelievo	SI	SI	SI	SI
Scambi fra reti di distribuzione	/	UdD titolari punti di prelievo	SI*	SI	SI	SI
Dati di prelievo orari	UdD titolare punto di prelievo	UdD titolari punti di prelievo	NO	SI	SI	SI
Dati di prelievo non orari mercato libero	UdD titolare punto e AU	/	/	/	/	/
Dati di prelievo per fasce maggior tutela	/	UdD titolari punti di prelievo trattati monorari	/	/	/	/

* solamente se gli scambi avvengono fra reti di distribuzione localizzate in differenti macrozone

Tabella 3 – Partite direttamente e indirettamente impattate dai vari dati di misura ai sensi della deliberazione n. 111/06 e del TILP

4. Gestione delle rettifiche

Classificazione temporale delle rettifiche

- 4.1. Come evidenziato nel capitolo 3 del presente documento, dal valore assunto dai dati di misura dipendono, direttamente e/o indirettamente, le partite fisiche ed economiche di competenza dei vari UdD; pertanto la conseguenza di una qualunque rettifica ad un dato di misura può ripercuotersi a catena su diverse partite economiche coinvolgendo un numero potenzialmente significativo di UdD.
- 4.2. Dal punto di vista temporale, le rettifiche possono essere suddivise sulla base del momento in cui esse vengono comunicate dalle imprese distributrici.
- 4.3. Per i dati orari (siano immissioni, prelievi o scambi fra reti), la presenza di un invio su base mensile permette di identificare due distinti raggruppamenti temporali:
- rettifiche pervenute successivamente alla scadenza, ma in tempo utile per essere considerate ai fini del conguaglio *load profiling*¹⁶ (di seguito: **rettifiche di settlement**)
 - rettifiche pervenute successivamente alla scadenza non in tempo utile per essere considerate in sede di conguaglio *load profiling* (di seguito: **rettifiche tardive**)¹⁷.
- 4.4. Per i dati non orari, la presenza di un unico invio annuale immediatamente precedente al conguaglio *load profiling* non permette alcuna ulteriore classificazione su base temporale: qualunque rettifica successiva al termine conguaglio *load profiling* è, pertanto, gestita successivamente alla chiusura della fase di conguaglio.

<p>Q6. Si considera corretto ed esaustivo il quadro descritto degli effetti della vigente regolazione?</p>
--

¹⁶ Come evidenziato nella tabella 2, le rettifiche ai dati di misura orari comportano una modifica del prezzo di conguaglio del *load profiling* per effetto dei corrispettivi di dispacciamento, cui si aggiunge in taluni casi anche una modifica del PRA e, conseguentemente, dell'energia convenzionalmente attribuita ex-ante ai vari UdD: il loro valore, pertanto, ha un impatto significativo sul conguaglio *load profiling*.

¹⁷ La definizione è mutuata dalla terminologia adottata nelle deliberazioni ARG/elt 65/08 relativa al conguaglio per l'anno 2005.

BOX 2 – NUOVA METODOLOGIA DI CALCOLO DELLO SBILANCIAMENTO AGGREGATO ZONALE

E' necessario presentare, al fine della corretta interpretazione della trattazione seguente, una modifica della modalità attualmente utilizzata da Terna, ai sensi della deliberazione n. 111/06, per il calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale, che potrebbe essere introdotta dall'Autorità sin dal 2009.

Lo sbilanciamento aggregato zonale (oggi calcolato su base "macrozonale") per ciascun periodo rilevante è un indice che, tenendo conto dell'effetto complessivo degli sbilanciamenti dei singoli punti di dispacciamento appartenenti alla medesima zona, permette di valutare le azioni di bilanciamento adottate da Terna nell'ambito di MSD per quella zona e quindi di rifletterne i costi nei corrispettivi di sbilanciamento applicati agli sbilanciamenti di ciascun punto di dispacciamento.

E' bene qui ricordare che alle unità non abilitate alla partecipazione a MSD (ad oggi tutte le unità di consumo appartengono a questa categoria) si applica un corrispettivo unitario di sbilanciamento che viene determinato esclusivamente sulla base dello sbilanciamento aggregato zonale senza tenere conto, come invece avviene per le unità abilitate, del segno dello sbilanciamento del singolo punto di dispacciamento.

L'art. 39, comma 4, della deliberazione n. 111/06 prevede che lo sbilanciamento aggregato zonale venga calcolato, secondo la definizione già ricordata, sulla base della "somma algebrica degli sbilanciamenti registrati in tutti i punti di dispacciamento localizzati in ciascuna macrozona"; questa modalità di calcolo comporta quindi:

- 1) che Terna debba aver di fatto concluso le operazioni di determinazione delle partite fisiche ai fini del *settlement* (corretta attribuzione delle partite di energia elettrica ai diversi utenti del dispacciamento) per determinare i corrispettivi di sbilanciamento unitario da applicare ai singoli utenti;
- 2) che i corrispettivi di sbilanciamento unitari siano soggetti a possibili revisioni in seguito a eventuali rettifiche tardive che possono modificare il segno dello sbilanciamento aggregato zonale.

Al fine di introdurre una semplificazione amministrativa che permetta a Terna, nel rispetto della corretta interpretazione della realtà fisica dello sbilanciamento zonale, di determinare i corrispettivi unitari di sbilanciamento prima della conclusione del *settlement* mensile e allo stesso tempo renda i medesimi corrispettivi non soggetti ad eventuali revisioni in seguito a rettifiche tardive dei dati di misura, è possibile introdurre una modalità di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale basata sulla sola determinazione delle azioni operate da Terna in MSD, per ciascuna macrozona e periodo rilevante, ricomprendendo nel calcolo anche eventuali offerte integrative presentate da Terna nel mercato del giorno prima. Nei periodi rilevanti in cui la combinazione delle azioni operate da Terna corrisponda ad un ammontare di energia elettrica complessivamente venduta da Terna in MSD, si otterrebbe un segno di sbilanciamento aggregato zonale positivo (zona lunga, impianti abilitati chiamati a scendere) viceversa per quanto riguarda i periodi rilevanti in cui Terna si sia trovata complessivamente ad acquistare energia in MSD.

In questo modo, rendendo di fatto indipendente la determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale dai dati di misura, sarebbe possibile fissare, anche attraverso la pubblicazione sul sito internet di Terna, i valori dei corrispettivi unitari di sbilanciamento ben prima della conclusione del *settlement* mensile neutralizzando al contempo l'effetto di eventuali rettifiche tardive dei dati di misura sulla determinazione dei medesimi corrispettivi.

- Q7. Si ritiene condivisibile l'introduzione della modifica descritta al fine di rivedere le modalità di determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale?
- Q8. Dopo quanto tempo Terna dovrebbe procedere alla pubblicazione dei corrispettivi di sbilanciamento unitari?

Gestione di rettifiche di *settlement* dei dati di misura

- 4.5. Come esplicitato nel paragrafo "Classificazione temporale delle rettifiche" del presente documento, con rettifiche di *settlement* si intendono tutte le rettifiche individuate da Terna in tempo utile per essere tenute in considerazione ai fini del conguaglio *load profiling*. In questo insieme rientrano, quindi, tutte le rettifiche relative ai dati di misura orari (si veda il par. 3.2) comunicate dalle imprese distributrici successivamente alla relativa scadenza di cui alla tabella 2, ma prima dell'avvio delle procedure relative alla fase di conguaglio *load profiling*.
- 4.6. Definire le modalità di gestione di tali rettifiche significa pertanto stabilire:
- numero di sessioni di liquidazione delle relative partite economiche di conguaglio;
 - scadenze per l'invio da parte delle imprese distributrici dei dati rettificati;
 - modalità di trattamento delle rettifiche ai fini della valorizzazione del servizio di dispacciamento e della liquidazione delle relative partite.

Numero di sessioni di liquidazione delle partite economiche corrispondenti a rettifiche di *settlement*

- 4.7. In generale ciascuna rettifica di *settlement* genera delle partite economiche a carico di uno o più UdD: in linea con l'obiettivo C, che persegue una semplificazione contabile ed amministrativa delle attività a carico di Terna, l'Autorità intende raggruppare dette rettifiche in un'unica sessione di conguaglio da gestire nel mese di maggio in modo da consentire la liquidazione delle relative partite economiche contestualmente alla liquidazione delle partite di conguaglio *load profiling* (15 giugno).
- 4.8. Tale soluzione riduce le attività contabili a carico di Terna, i flussi di cassa fra UdD e Terna, e riduce l'onere economico/amministrativo sugli UdD in quanto permette di compensare fra loro eventuali partite a credito e a debito.
- 4.9. Ai fini della trasparenza, tuttavia, l'Autorità propone che Terna fornisca il massimo dettaglio di tutti gli importi a credito e a debito, indicando se tali importi sono riferiti al conguaglio insorgente da rettifiche di *settlement* o al conguaglio *load profiling*, precedentemente all'emissione delle fatture, così come il TILP prevede che la determinazione delle partite di conguaglio sia antecedente (31 maggio) di 15 giorni rispetto all'emissione delle fatture (15 giugno).

- Q9. Si condivide che la liquidazione delle partite di conguaglio insorgenti da rettifiche di *settlement* sia unica e contestuale alle partite di conguaglio *load profiling*? O sarebbe preferibile una cadenza periodica, ad esempio semestrale?
- Q10. Si ritiene opportuno che, con riferimento ai dati di un mese, qualora le rettifiche comportino consistenti partite fisiche di conguaglio - ad es. superiori al 40% dell'energia

prelevata da un UdD - il medesimo UdD abbia eccezionalmente la facoltà di richiedere a Terna la liquidazione delle relative partite economiche entro il mese successivo e quindi anticipatamente rispetto alle scadenze di cui al precedente alinea?

Q11. Si ritiene opportuno che i dati di misura dei punti trattati orari debbano essere messi a disposizione tempestivamente una volta accertata la rettifica (comunque posteriormente al termine per il *settlement* mensile) o solo in occasione della fase di liquidazione delle partite economiche insorte a seguito di rettifiche?

Scadenze per l'invio delle rettifiche di *settlement*

- 4.10. Il TILP prevede che i dati di misura da utilizzare per il conguaglio *load profiling* debbano pervenire entro il 10 maggio dell'anno successivo a quello di competenza: tale data è stata fissata in modo tale da consentire a Terna di determinare le partite economiche di conguaglio *load profiling* entro il 31 maggio con liquidazione al 15 giugno. In analogia con questa disposizione sarebbe opportuno che tutte le rettifiche di *settlement* pervengano entro la medesima data¹⁸.
- 4.11. Le rettifiche di *settlement* ai dati di misura orari comportano, tuttavia, non solo una modifica di dati rilevanti ai fini del conguaglio *load profiling*, ma anche l'insorgenza di possibili partite di conguaglio relative alla valorizzazione del servizio di dispacciamento effettuata nel *settlement* mensile, così come evidenziato nella tabella 3: al fine di permettere a Terna di calcolare dette partite prima della fase di conguaglio *load profiling*¹⁹ si ritiene opportuno anticipare l'invio delle rettifiche di *settlement* al 20 marzo. Tale data è stata individuata in quanto coincidente con la scadenza per l'invio dei dati di misura relativi al mese di febbraio; utilizzare, in alternativa, la data del 20 aprile (coincidente con l'invio dei dati di marzo) limiterebbe, infatti, il tempo a disposizione per l'espletamento dei conguagli sul *settlement* mensile, mentre utilizzare una data non sincrona con una delle scadenze per l'invio dei dati di misura rappresenterebbe un'inutile complicazione ai flussi informativi fra imprese distributrici e Terna.
- 4.12. Riassumendo, l'orientamento dell'Autorità è quello di stabilire il termine ultimo per l'invio delle rettifiche di *settlement* da parte delle imprese distributrici a Terna al 20 marzo dell'anno successivo all'anno di riferimento; rettifiche dei dati di misura orari pervenute dopo tale data sono gestite come rettifiche tardive (si veda il paragrafo "Gestione di rettifiche tardive dei dati di misura" del presente documento) e sono escluse dal conteggi relativi ai conguagli per il *settlement* mensile dell'anno precedente e al conguaglio *load profiling*. Rimangono invece inalterate le scadenze per l'invio dei dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria, secondo quanto previsto dal TILP.

Q12. Si condivide la scadenza del 20 marzo per le rettifiche di *settlement*?

¹⁸ Tali rettifiche sono da considerare anche ai fini del conguaglio *load profiling*; di conseguenza esse devono essere rese disponibili almeno secondo le stesse tempistiche relative agli altri dati necessari per il conguaglio

¹⁹ Il prezzo di conguaglio *load profiling* si basa sul valore del PRA e dei corrispettivi di dispacciamento: eventuali rettifiche a questi valori devono essere apportate prima della fase di conguaglio *load profiling*

Modalità di trattamento delle rettifiche di settlement: le opzioni

- 4.13. Le rettifiche di *settlement* riguardano esclusivamente i dati di misura trattati su base oraria: la loro presenza, pertanto, incide direttamente sulla regolazione mensile delle partite economiche del servizio di dispacciamento.
- 4.14. In tale ambito l’Autorità ha individuato quattro differenti opzioni per la determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement*: oltre ad una opzione 0, che prevede di adottare le disposizioni della deliberazione n. 111/06 - previste per la normale operatività del sistema - anche in caso di rettifiche, sono illustrate altre tre ipotesi caratterizzate da differenti livelli di approssimazione e semplificazione delle procedure di conguaglio.
- 4.15. In generale ciascuna opzione prevede la riconciliazione delle partite economiche conseguenti gli impatti diretti dei dati di misura²⁰; le approssimazioni e le semplificazioni riguardano, invece, gli impatti indiretti i quali costituiscono gli elementi portatori di maggior aggravio contabile ed amministrativo, nonché gli elementi con il maggiore impatto economico sugli UdD.
- 4.16. Infine, in ognuna delle opzioni, inclusa l’opzione 0, si applica la nuova procedura di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale (si veda il box n. 2), di conseguenza nessuna delle opzioni tiene conto dell’impatto indiretto sul segno dello sbilanciamento aggregato zonale, in quanto tale segno, e i corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo da esso discendenti, sono individuati da Terna basandosi esclusivamente sulle risorse attivate nel MSD e quindi rimangono invariati anche in presenza di eventuali rettifiche.

OPZIONE 0 – SETTLEMENT COMPLETO ADOTTANDO LE DISPOSIZIONI DELLA DELIBERAZIONE N. 111/06

- 4.17. Terna determina tutte le partite economiche per ciascuno dei mesi dell’anno precedente, tenendo conto delle rettifiche dei dati di misura allo stesso modo in cui avrebbe proceduto se i dati fossero pervenuti nei termini previsti dalla deliberazione n. 111/06 e procede all’emissione delle fatture di conguaglio a carico degli UdD. Questa opzione tiene conto sia degli impatti diretti sia degli impatti indiretti delle rettifiche che risultano fra loro interdipendenti²¹ e non ne permette, quindi, una gestione separata.

OPZIONE 1 – APPLICAZIONE DELLE PREVISIONI DELLA DELIBERAZIONE N. 111/06, SENZA RIDETERMINAZIONE UPLIFT UESS

- 4.18. Come l’opzione 0, senza tuttavia procedere alla rideterminazione del valore dei corrispettivi di dispacciamento unitari (*uplift* e *Uess*), che restano pertanto immutati al valore utilizzato per le fatturazioni del servizio di dispacciamento in corso d’anno; tutti gli eventuali extra oneri (o extra guadagni) a carico di Terna sono considerati ai fini della prima successiva determinazione del valore unitario del corrispettivo *uplift*. L’opzione 1 gestisce tutti gli impatti diretti delle rettifiche e gli impatti indiretti relativi al valore del PRA; con ciò le rettifiche di *settlement* risultano tra loro interdipendenti e non possono essere gestite in modo separato.

OPZIONE 2 – RIDETERMINAZIONE DELL’ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA DAI PUNTI DI PRELIEVO TRATTATI ORARI SENZA RIATTRIBUIRE LE RETTIFICHE DI PRA, MA CON PREZZO DI CONGUAGLIO LOAD PROFILING CALCOLATO CON NUOVO PRA.

- 4.19. Si procede a rettificare solamente i quantitativi di energia prelevata dai punti di prelievo trattati su base oraria; le eventuali variazioni del PRA non sono considerate a livello mensile ma esclusivamente in sede di conguaglio *load profiling* (e pertanto valorizzate al prezzo di conguaglio *load profiling*), attribuendo tutte le rettifiche di PRA interamente all’Acquirente

²⁰ Ad esclusione degli impatti diretti relativi ai dati delle immissione che esulano dal contesto del presente documento.

²¹ Gli impatti indiretti sono sovente gli stessi per le varie tipologie di dati di misura.

Unico, in virtù del ruolo residuale rivestito da tale operatore. In sede di conguaglio *load profiling* il prezzo di conguaglio viene determinato utilizzando i valori di PRA rettificati. Anche per questa opzione, come per l'opzione 1, tutti i corrispettivi unitari di dispacciamento non sono modificati e il recupero dei maggiori costi/guadagni da parte di Terna è effettuato per mezzo del primo *uplift* utile. Questa opzione permette di trattare separatamente tutte le rettifiche, il cui unico effetto congiunto consiste nella rettifica del valore del PRA, gestita in sede di conguaglio annuale *load profiling*.

OPZIONE 3 – RIDETERMINAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA DAI PUNTI DI PRELIEVO TRATTATI ORARI SENZA RIATTRIBUIRE LE RETTIFICHE DI PRA, MA CON PREZZO DI CONGUAGLIO LOAD PROFILING CALCOLATO CON VECCHIO PRA.

4.20. Come l'opzione 2, ma il prezzo utilizzato per il conguaglio *load profiling* viene determinato sulla base dei valori non rettificati. Anche in questo caso le modalità di recupero dei maggiori costi/guadagni sono analoghe all'opzione 1. Inoltre, come per l'opzione 2 è possibile gestire le rettifiche in modo indipendente.

4.21. La tabella 4 riassume i sottoprocessi di conguaglio sottesi a ciascuna opzione.

	Opzione 0	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3
Ricalcolo energia prelevata oraria	Si	Si	Si	Si
Ricalcolo corrispettivi uplift e Uess utilizzati	Si	No	No	No
Riattribuzione variazioni PRA per <i>settlement</i> (a livello mensile)	A tutti UdD	A tutti UdD	No	No
Prezzo di conguaglio <i>load profiling</i>	Utilizzando PRA rettificato	Utilizzando PRA rettificato	Utilizzando PRA rettificato	Utilizzando PRA non rettificato
Recupero oneri	Come 111	<i>Uplift</i> successivo	<i>Uplift</i> successivo	<i>Uplift</i> successivo

Tabella 4 – Sottoprocessi caratteristici delle opzioni relative alla gestione delle rettifiche annuali

Q13. Si ritiene esaustiva la famiglia di opzioni prospettata dall'Autorità per le modalità di trattamento delle rettifiche di *settlement* o si ritiene che ve ne siano di ulteriori rilevanti agli obiettivi dell'analisi in oggetto?

Modalità di trattamento delle rettifiche di *settlement*: valutazione delle opzioni

Valutazione rispetto all'Obiettivo A

4.22. La valorizzazione economica, ai fini del servizio di dispacciamento, dell'energia prelevata dagli UdD (obiettivo A) dipende dalla corretta quantificazione dell'energia prelevata e dalla valorizzazione stabilita per i corrispettivi di dispacciamento e per il prezzo di conguaglio *load profiling*.

Ricalcolo energia prelevata oraria

4.23. Per i punti di prelievo trattati su base oraria, l'energia elettrica prelevata è determinata nella fase di *settlement* mensile: da questo punto di vista tutte le opzioni relative al trattamento delle rettifiche, prevedendo la rideterminazione dell'energia elettrica prelevata dai punti suddetti, sono equivalenti fra loro.

Ricalcolo uplift e Uess

4.24. Tutte le opzioni tranne l'opzione 0 prevedono di non rideterminare i corrispettivi unitari di dispacciamento. Nonostante la correttezza delle partite fisiche ed economiche che comporterebbe, la rideterminazione complessiva dei corrispettivi unitari porterebbe al massimo impegno in termini di calcolo e impatto amministrativo sia su Terna che sugli UdD che si vedrebbero costretti a nuovi cicli di fatturazione ai propri clienti finali con riferimento a mesi passati, ed è pertanto considerata non veramente percorribile.

Ricalcolo sbilanciamenti punti trattati orari

4.25. La valorizzazione degli sbilanciamenti per ciascun UdD dipende dal valore dello sbilanciamento effettivo del proprio punto di dispacciamento in prelievo²² e dal segno dello sbilanciamento aggregato zonale ossia dal corrispettivo unitario di sbilanciamento. Le rettifiche di *settlement*, per effetto della nuova metodologia di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale, hanno effetto solamente sul valore dello sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento (quantitativo di energia) e non sul corrispettivo unitario che risulta, invece, stabile nel tempo e insensibile a qualsivoglia rettifica.

4.26. Per i punti di prelievo trattati su base oraria inclusi in ciascun punto di dispacciamento tutte le opzioni previste, rideterminando l'energia prelevata, consentono una corretta valutazione dello sbilanciamento effettivo.

Riattribuzione variazioni PRA per settlement e sbilanciamenti effettivi punti non orari

4.27. Per i punti di prelievo non trattati su base oraria lo sbilanciamento effettivo non è calcolato a partire dall'energia effettivamente prelevata dai punti di prelievo²³, bensì come differenza fra l'energia programmata in prelievo da ciascun UdD e la quota del PRA attribuita convenzionalmente al medesimo UdD in funzione del CRPU di sua competenza in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria. Ne consegue che, a tal fine, ciascun UdD non è chiamato a prevedere correttamente i prelievi dei propri clienti non trattati su base oraria²⁴, bensì a prevedere l'andamento del PRA dell'area di riferimento in cui detti clienti sono localizzati e, su questa base, a programmare i propri acquisti.

4.28. In generale gli UdD effettuano le proprie previsioni, ed orientano i propri acquisti di energia elettrica, anche in base alle quote del PRA²⁵ che sono loro attribuite in sede di *settlement* mensile: cambiare tali quote a posteriori per effetto di una rettifica, pur addivenendo ad una corretta determinazione dell'energia prelevata nel *settlement* del mese di competenza, comporterebbe un effetto potenzialmente distorto, ovvero una variazione degli sbilanciamenti effettivi a carico degli UdD al di fuori dal loro diretto controllo.

4.29. In quest'ottica risulta giustificabile l'ipotesi di congelamento di tali quote al valore di PRA determinato in sede di *settlement* mensile anche in presenza di rettifiche di dati di misura,

²² Ciascun punto di dispacciamento in prelievo può includere sia punti di prelievo trattati su base oraria sia su punti di prelievo non trattati su base oraria,

²³ Tale valore è reso disponibile solamente in sede di conguaglio *load profiling*,

²⁴ I prelievi dei punti non trattati orari assumono rilevanza solo in sede di conguaglio *load profiling*.

²⁵ Le previsioni di tali quote sono basate sui valori del PRA pubblicati entro il giorno 20 del mese successivo a quello di competenza e non su quelli rettificati, ai sensi del TILP.

senza pertanto modificare gli sbilanciamenti effettivi, come previsto nelle opzioni 2 e 3. La mancata correzione degli sbilanciamenti effettivi di ciascun UdD impattato tuttavia non consente una corretta determinazione e valorizzazione, a livello sistemico, degli sbilanciamenti effettivi. Per contro le opzioni 0 e 1, ricalcolando la quota di PRA attribuita a ciascun UdD, comportano i maggiori effetti potenzialmente penalizzanti a carico degli UdD, pur addivenendo ad una corretta contabilizzazione e valorizzazione dell'energia prelevata.

4.30. Nell'ambito della valutazione dell'obiettivo A relativa alla valorizzazione dell'energia prelevata, l'effetto distorsivo a carico degli UdD non è tenuto in considerazione²⁶: di conseguenza la valorizzazione più elevata è attribuita alle opzioni 0 e 1, mentre le opzioni 2 e 3 ricevono valutazioni inferiori.

Ricalcolo prezzo di conguaglio load profiling.

4.31. Per i punti di prelievo non trattati su base oraria, la determinazione dell'energia effettivamente prelevata avviene nella fase di conguaglio *load profiling*, non essendo, perciò, direttamente influenzata dalle modalità di gestione delle rettifiche di *settlement*.

4.32. Le partite economiche di conguaglio *load profiling* dipendono, tuttavia, dal relativo prezzo di conguaglio il cui valore dipende a sua volta dall'andamento assunto dal PRA nel corso dell'anno e dai valori dei corrispettivi unitari di dispacciamento.

4.33. Trascurando l'effetto di questi ultimi, il cui aggiornamento non è percorribile stante gli oneri contabili ed amministrativi che esso genererebbe, tutte le opzioni illustrate, tranne la 3, sono fra loro equivalenti in quanto prevedono l'applicazione di un prezzo di conguaglio calcolato sulla base del profilo del PRA come aggiornato a seguito delle rettifiche di *settlement*. Viceversa l'opzione 3 determina il prezzo di conguaglio a partire dall'originario profilo del PRA senza tenere conto delle rettifiche.

4.34. In generale il conguaglio *load profiling* assolve la funzione di riconciliare l'energia prelevata effettivamente dal singolo UdD con l'energia convenzionalmente attribuitagli (riconciliazione dell'area sottesa al profilo, senza mutarne la morfologia).

4.35. Un UdD titolare di punti di prelievo non trattati orari generalmente provvede all'approvvigionamento dell'energia (unitamente alle adeguate coperture dal rischio prezzo) per i propri clienti sulla base delle previsioni del fabbisogno dei medesimi nell'arco dell'anno; eventuali differenze fra il prelievo effettivo dell'UdD e l'energia attribuita per effetto della combinazione di PRA e CRPU sono in genere regolate a prezzi di borsa e successivamente riconciliate al prezzo di conguaglio in sede di conguaglio *load profiling*²⁷.

4.36. Se l'andamento del PRA determinato in sede di *settlement* mensile e l'andamento del PRA determinato in sede di conguaglio sono identici, la regolazione di cui al paragrafo precedente comporta una corretta compensazione nei confronti dell'UdD; in caso contrario, ovvero in seguito a rettifica dei valori di PRA determinati mensilmente, rimane a carico dell'UdD anche l'errore associato alla variazione di tale andamento.

4.37. Da questo punto di vista l'opzione 3 è la più lineare in quanto prevede lo stesso andamento di PRA in *settlement* e in conguaglio: essa, tuttavia, non permette una corretta valorizzazione dell'energia prelevata in quanto trasferisce un segnale di prezzo distorto, basato su un andamento che non tiene conto delle rettifiche intervenute.

²⁶ Tale effetto è tenuto conto nell'ambito dell'obiettivo B relativo all'impatto sugli UdD.

²⁷ Al termine del conguaglio *load profiling*, l'UdD si vede regolata a PUN solamente la differenza fra le previsioni a termine e l'effettiva energia prelevata.

- 4.38. Viceversa le altre opzioni, pur lasciando all'UdD il rischio associato all'errore di previsione dell'andamento del PRA, generano un segnale di prezzo allineato all'andamento del PRA corretto (determinato con le ultime misure disponibili).
- 4.39. Secondo le finalità dell'obiettivo A si privilegia quindi il segnale di prezzo corretto, penalizzando di conseguenza la valutazione relativa all'opzione 3.

Valutazione rispetto all'Obiettivo B

- 4.40. Ai fini dell'impatto sui vari utenti del dispacciamento (obiettivo B), le opzioni 0 e 1 rappresentano le soluzioni più critiche in quanto, prevedendo entrambe l'attribuzione delle rettifiche del PRA a tutti gli UdD (nonché il ricalcolo dell'*uplift* e dell'Uess per l'opzione 0) generano potenziali effetti distorsivi nella valutazione degli sbilanciamenti effettivi per i punti di prelievo non trattati su base oraria, imponendo l'emissione di una fattura di conguaglio per tutti gli UdD.
- 4.41. Le opzioni 2 e 3 non comportano un addebito a tutti gli UdD, ma hanno un impatto esclusivamente sull'Acquirente Unico²⁸ e sugli UdD titolari di partite direttamente coinvolte nelle rettifiche.
- 4.42. Secondo le finalità dell'obiettivo B infine la soluzione 3 riscuote una valutazione migliore in quanto riduce il potenziale impatto economico negativo nei confronti degli UdD simmetricamente a quanto descritto nella valutazione del raggiungimento dell'obiettivo A.

Valutazione rispetto all'Obiettivo C

- 4.43. Infine, in termini di semplificazione contabile ed amministrativa (obiettivo C), le soluzioni ottimali sono le opzioni 2 e 3, mentre le altre due opzioni riscuotono una valutazione peggiore perché richiedono, di fatto, una nuova effettuazione della procedura di *settlement* mensile, con conseguente aggravio di attività a carico di Terna²⁹.
- 4.44. Le valutazioni delle opzioni sono riassunte nella tabella 5 dove si è utilizzata una scala a 5 valori (basso, medio-basso, medio, medio-alto, alto): il giudizio "basso" corrisponde ad una valutazione pienamente negativa dell'opzione in merito all'obiettivo considerato, mentre il giudizio "alto" identifica una valutazione pienamente positiva.

	Opzione 0	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3
Obiettivo A	Alto	Medio-alto	Medio	Medio-basso
Obiettivo B	Basso	Basso	Medio	Alto
Obiettivo C	Basso	Medio-basso	Alto	Alto

Tabella 5 – Valutazione delle opzioni relative alla gestione delle rettifiche da settlement

²⁸ All'Acquirente Unico è emessa una fattura relativa al *settlement* mensile nell'opzione 2, mentre nella 3 e nella 4 tale fattura, relativa alle rettifiche di PRA, è attribuita in sede di conguaglio *load profiling*.

²⁹ L'opzione 0 riceve la valutazione peggiore perché richiede anche la rideterminazione dei corrispettivi unitari di dispacciamento.

- Q14. Si condivide la valutazione adottata dall’Autorità per il trattamento delle rettifiche di *settlement*?
- Q15. Si ritiene che vi siano ulteriori aspetti che devono essere valutati?

Ulteriori tipi di rettifiche antecedenti al termine conguaglio *load profiling*: errata determinazione dei CRPU e dell’energia convenzionalmente attribuita

- 4.45. I CRPU sono attribuiti in ciascun mese a tutti gli UdD nei cui contratti sono inclusi punti di prelievo non trattati su base oraria per la determinazione dell’energia prelevata da detti UdD nell’ambito dell’erogazione del servizio di dispacciamento: la determinazione dell’energia effettivamente prelevata, con contestuale riconciliazione delle naturali differenze associate alla determinazione convenzionale, è, invece, demandata alla fase di conguaglio *load profiling*.
- 4.46. I CRPU sono calcolati dalle imprese distributrici, che aggregano, secondo la lista di punti di prelievo che compete ad un UdD e ad esso trasferita tramite il flusso informativo di cui al comma 37.4 della deliberazione n. 111/06, i CRPP dalle stesse determinati per ciascun punto di prelievo non trattato su base oraria non ricompreso nel servizio di maggior tutela. Il CRPU dell’Acquirente Unico è pari al complemento all’unità della somma dei CRPU attribuiti agli altri punti di prelievo.
- 4.47. In generale gli errori associati ai CRPU possono essere dovuti a:
- a) attribuzione di un errato CRPU (eventualmente a causa di un’errata determinazione dei CRPP di uno o più punti di prelievo) ad un UdD che avrebbe comunque dovuto vedersi attribuito un CRPU diverso da zero;
 - b) attribuzione di un CRPU diverso da zero ad un UdD privo di punti di prelievo non trattati su base oraria.
- 4.48. Gli errori a) non hanno impatto sulla fase di *settlement*: gli UdD programmano i propri acquisti e ottengono i propri sbilanciamenti effettivi sulla base del CRPU loro attribuito, ancorché errato; tutti gli errori sono successivamente riconciliati in sede di conguaglio *load profiling* con la determinazione dell’energia effettivamente prelevata da tali UdD con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria.
- 4.49. Per questo motivo l’Autorità ritiene opportuno non procedere ad alcuna rettifica del valore del CRPU affetto da errori di tipo a). Al contrario, in caso di errore di tipo b), è ragionevole supporre che l’UdD senza punti di prelievo non trattati orari, aspettandosi un CRPU nullo, abbia conseguentemente programmato gli acquisti ipotizzando un CRPU pari a zero. In sede di *settlement* Terna, invece, attribuisce a tale UdD, oltre ai prelievi effettivi dei suoi punti trattati su base oraria, anche una quota del PRA sulla base del CRPU che gli è stato attribuito. Ciò comporta una determinazione degli sbilanciamenti effettivi che molto presumibilmente si discosta dalle previsioni degli acquisti effettuate dall’UdD in questione, con conseguente deviazione delle partite economiche associate.
- 4.50. Onde annullare gli effetti di tale deviazione, qualora l’errore sul CRPU sia comunicato (anche a seguito di eventuale contestazione da parte dell’UdD) entro il 20 del mese successivo a quello di competenza, l’Autorità propone che Terna corregga l’errore nella fase di *settlement*, fissando a zero il CRPU erroneamente attribuito e modificando contestualmente il CRPU attribuito dell’Acquirente Unico.

- 4.51. In caso di comunicazione successiva al 20 del mese successivo, ma entro il termine previsto per le rettifiche di *settlement* (20 marzo dell'anno successivo a quello di competenza), l'Autorità intende far modificare a Terna le partite economiche di *settlement* mensile relative all'UdD affetto da un errore di classe c), scontando la quota del PRA attribuita per errore e procedendo al contestuale ricalcolo dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo e degli altri corrispettivi di dispacciamento. La quota del PRA erroneamente attribuita al medesimo UdD è in questo caso attribuita all'Acquirente Unico. La liquidazione delle partite economiche insorgenti da tali rettifiche avviene entro il 15 giugno, contestualmente alla liquidazione delle partite economiche relative alle rettifiche *settlement* e delle partite relative al conguaglio *load profiling*. Qualora l'errore non venga comunicato entro il 20 marzo, non si prevede alcuna modifica delle partite economiche sottese al *settlement* mensile: la riconciliazione è operata in sede di conguaglio *load profiling* sulla base del prezzo di conguaglio *load profiling*; le penali sottese all'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo, in questo caso, rimangono a carico dell'UdD.
- 4.52. Le segnalazioni di eventuali errori di tipo b) competono agli UdD con comunicazione contestuale a Terna, per gli adempimenti relativi alla liquidazione delle partite economiche di cui ai paragrafi precedenti, e all'impresa distributrice di riferimento: è interesse degli UdD stessi individuare e comunicare gli errori in tempi brevi, onde minimizzare gli oneri finanziari a proprio carico.
- 4.53. Gli UdD responsabili di errate comunicazioni in merito alle rettifiche di CRPU di tipo b) ersano le partite di conguaglio *load profiling* con una maggiorazione che si propone utilizzata per ridurre gli oneri a carico del servizio di maggior tutela, al quale è stata erroneamente attribuita una quota di PRA per effetto dell'errata comunicazione.
- 4.54. La gestione degli errori relativi all'attribuzione dell'energia oraria convenzionale per i punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica è effettuata in modo analogo ai CRPU: si considerano solamente le errate attribuzioni di energia oraria a UdD privi di punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica connessi in bassa tensione per le quali si adottano le medesime modalità relative agli errori di tipo b) per i CRPU.

Q16. Si concorda con l'opportunità di prevedere un intervento solamente per gli errori di tipo b)?

Q17. La responsabilizzazione dell'UdD in questo ambito è praticabile, oppure ci sono soluzioni alternative per individuare tempestivamente gli errori sui CRPU?

Gestione di rettifiche *tardive* dei dati di misura

- 4.55. Per rettifiche *tardive* si intendono tutte le rettifiche dei dati orari pervenute dopo il 20 marzo (data identificata e proposta dall'Autorità come scadenza unica e ultima per le rettifiche di *settlement*) dell'anno successivo a quello di competenza, nonché tutte le rettifiche di dati non orari pervenute dopo il 10 maggio dell'anno successivo a quello di competenza.
- 4.56. Per la gestione delle rettifiche *tardive*, l'Autorità, nell'ottica di una semplificazione amministrativa, intende adottare le stesse modalità di gestione delle rettifiche di *settlement*; per la periodicità e la cadenza di liquidazione si illustrano, invece, due possibili soluzioni.

Modalità di trattamento delle rettifiche tardive

- 4.57. Le rettifiche tardive dei dati orari sono trattate con le medesime modalità di trattamento delle rettifiche di *settlement* di cui alla sezione “Gestione di rettifiche di settlement dei dati di misura” del presente documento, ovvero secondo l’opzione che sarà applicata in esito al presente procedimento.
- 4.58. Qualora per le rettifiche di *settlement* venisse attuata l’opzione 0 che prevede il ricalcolo dei corrispettivi *uplift* e *Uess*, tali corrispettivi sarebbero ricalcolati anche a seguito di rettifiche tardive con conseguente ri-fatturazione da parte di Terna per tutti gli UdD (a loro volta chiamati a emettere ulteriori fatture verso i propri clienti): questo comporterebbe un aggravio amministrativo non indifferente per tutto il sistema.
- 4.59. Inoltre qualora l’opzione scelta per le rettifiche di *settlement* preveda l’aggiornamento del PRA e la determinazione del prezzo di conguaglio *load profiling* con il PRA rettificato, entrambe queste grandezze verrebbero ricalcolate in sede di rettifiche tardive, con conseguente rifatturazione a tutti gli UdD delle partite di conguaglio *load profiling* per tenere conto delle rettifiche al prezzo di conguaglio.
- 4.60. Le rettifiche tardive si distinguono dalle rettifiche di *settlement* proprio perché riguardano anche dati non orari: in presenza di siffatte rettifiche, l’Autorità intende prevedere il ricalcolo delle partite fisiche ed economiche di conguaglio *load profiling* (impatti diretti) al fine di tenere conto dei nuovi dati di misura, senza, tuttavia, gestire gli impatti indiretti onde non comportare aggravii amministrativi a carico di Terna e limitare l’impatto complessivo sugli UdD.
- 4.61. A seguito di rettifiche ai dati di prelievo di un punto non trattato su base oraria appartenente al mercato libero si prevede, pertanto, il ricalcolo delle partite fisiche di conguaglio dell’UdD nel cui contratto di dispacciamento in prelievo è incluso tale punto e dell’Acquirente Unico, in quanto operatore residuale ai fini del conguaglio *load profiling*. Il prezzo di conguaglio con cui sono liquidate le partite economiche rettificate è pari a quello determinato in sede di conguaglio *load profiling*, senza ulteriori aggiornamenti. Questa modalità permette, altresì, la gestione separata delle rettifiche dei dati non orari che risultano fra loro indipendenti.
- 4.62. Viceversa, a seguito di rettifiche ai dati di prelievo dei punti trattati per fasce ricompresi nel servizio di maggior tutela che comporterebbero esclusivamente impatti indiretti³⁰, si ritiene non effettivamente perseguibile alcuna forma di aggiornamento, al fine di ridurre al minimo l’impatto sugli UdD.

Q18. Si condivide la metodologia prevista dall’Autorità per il trattamento delle rettifiche tardive?

Q19. Si ritiene opportuno non prevedere la gestione degli impatti indiretti conseguenti alle rettifiche dei dati relativi al *load profiling*?

Q20. Si ritiene che vi siano ulteriori aspetti che devono essere presi in considerazione?

³⁰ Tali rettifiche, secondo quanto descritto nella sezione 3, andrebbero a modificare il valore dell’energia $E_{F_i}^m$ complessivamente prelevata in ciascuna fascia oraria e in ciascun bimestre dai punti di prelievo trattati monorari sulla base del quale vengono determinate le partite di conguaglio dei punti di prelievo trattati monorari.

Periodicità e scadenze di liquidazione

4.63. In analogia con quanto previsto per le rettifiche di *settlement*, l’Autorità ritiene più efficiente non gestire singolarmente ciascuna rettifica tardiva, ma raggrupparle in sessioni di conguaglio opportunamente definite. A tal fine l’Autorità ha identificato due soluzioni alternative che vengono di seguito illustrate:

SOLUZIONE 1 – LIQUIDAZIONE SEMESTRALE ENTRO IL 15 MARZO E IL 15 SETTEMBRE DI CIASCUN ANNO

4.64. Sono istituite due sessioni di conguaglio all’anno; la sessione di marzo gestisce tutte le rettifiche tardive pervenute entro il 20 febbraio, mentre la sessione di settembre gestisce quelle pervenute entro il 20 agosto³¹.

SOLUZIONE 2 – LIQUIDAZIONE ANNAULE ENTRO IL 15 SETTEMBRE DI CIASCUN ANNO

4.65. E’ istituita un’unica sessione di conguaglio all’anno, nel mese di settembre che gestisce tutte le rettifiche tardive pervenute entro il 20 agosto.

4.66. Le date delle sessioni di conguaglio sono state individuate in modo da renderle compatibili con le tempistiche di aggiornamento trimestrale del corrispettivo uplift: in un’ottica semestrale³² la coppia marzo – settembre è stata preferita alla coppia luglio – dicembre per permettere un congruo periodo di tempo (5 mesi per i dati orari e oltre 3 mesi per i dati non orari) fra la scadenza di invio delle rettifiche annuali (20 marzo) e dei dati rilevanti per il conguaglio *load profiling* (10 maggio) e la prima scadenza utile per l’invio delle rettifiche tardive (20 agosto).

4.67. La soluzione 2 (periodicità annuale) rappresenta un buon compromesso fra le esigenze degli operatori a vedersi liquidate le partite economiche insorgenti da rettifiche in tempi brevi e gli adempimenti contabili ed amministrativi a carico di Terna.

4.68. L’Autorità, inoltre, intende applicare alla liquidazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive delle modalità di indennizzo automatico per gli UdD, compatibili con la presenza di sessioni di conguaglio annuali o semestrali.

4.69. In caso di partite economiche a debito, ciascun UdD versa a Terna un importo pari al prodotto fra la partita effettiva e il coefficiente $(0.95)^{n/12}$ dove n è il numero di mesi intercorrenti fra la data di fatturazione e il 20 agosto dell’anno successivo a quello di competenza della rettifica tardiva³³. La riduzione è applicata solamente alle partite economiche a debito insorgenti da rettifiche tardive pervenute dopo il 20 agosto dell’anno successivo a quello di competenza e, conseguentemente, liquidate a partire dall’anno n+2; le partite economiche relative alla prima sessione di conguaglio (settembre dell’anno successivo a quello di competenza) sono, invece, versate senza alcuna forma di compensazione³⁴.

³¹ Per il primo anno di competenza la prima sessione utile è quella relativa al mese di settembre, dal momento che le rettifiche tardive iniziano a pervenire in data successiva al 20 marzo per i dati orari e in data successiva al 10 maggio per i dati non orari.

³² La periodicità trimestrale è stata scartata in quanto, oltre ad essere onerosa in termini contabili ed amministrativi, non permette di catturare efficacemente partite di credito e debito a carico del medesimo UdD insorgenti da rettifiche tardive comunicate in tempi differenti.

³³ Si tratta, di fatto, di uno sconto composto del 5% su base annua, a copertura del ritardo con cui le partite economiche sono state determinate.

³⁴ Si ritiene che tali partite, essendo liquidate entro tre mesi dalla liquidazione del conguaglio *load profiling*, non generino negli UdD un impatto tale da giustificare una riduzione.

4.70. In caso di partite economiche a credito, l'UdD riceve da Terna un importo pari al prodotto fra la partita economica effettiva e il coefficiente $\left(1 + 0,03 \cdot \frac{n}{12}\right)$ dove n è il numero di mesi intercorrenti fra la data di fatturazione e il 20 agosto dell'anno successivo a quello di competenza della rettifica tardiva³⁵. La maggiorazione è applicata a partire dalle partite economiche insorgenti dalle rettifiche tardive pervenute dopo il 20 agosto dell'anno successivo a quello di competenza della rettifica e liquidate a partire dall'anno n+2; analogamente a quanto previsto per le partite a debito, le partite economiche a credito liquidate nella prima sessione di conguaglio (settembre dell'anno successivo a quello di competenza) sono invece prive di alcuna forma di compensazione.

- Q21. Si condivide la valutazione adottata dall'Autorità ed, in particolare, la contemperazione delle diverse esigenze che rendono preferibile la soluzione 2?
- Q22. Si ritiene opportuno che, con riferimento ai dati di un mese, qualora le rettifiche tardive comportino consistenti partite fisiche di conguaglio - ad es. superiori al 40% dell'energia prelevata da un UdD - il medesimo UdD abbia eccezionalmente la facoltà di richiedere a Terna la liquidazione delle relative partite economiche entro il mese successivo e quindi anticipatamente rispetto alle scadenze di cui al precedente alinea?
- Q23. Si ritengono opportuni i meccanismi di correzione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive per minimizzare gli impatti sugli UdD?

Ulteriori tipi di rettifiche posteriori al termine conguaglio load profiling: rettifiche ai dati di misura di punti di prelievo di illuminazione pubblica (con profilazione di categoria) non trattati orari

4.71. I dati di misura dei punti di prelievo di illuminazione pubblica con profilazione, ovvero non trattati orari³⁶, per impianti di illuminazione pubblica in bassa tensione di competenza dell'anno n sono utilizzati per la fase di conguaglio *load profiling* relativa all'anno n medesimo³⁷. In altre parole per ai sensi della deliberazione ARG/elt 29/08, non esiste una rettifica dei dati di misura che possa essere una rettifica annuale, bensì una eventuale rettifica di tali dati di prelievo comporta la modifica solamente della partita fisica ed economica di conguaglio relativa all'UdD nel cui contratto sono inclusi i punti di prelievo oggetto di rettifica (UdD direttamente impattato), senza coinvolgere l'Acquirente Unico³⁸.

4.72. Ai fini delle partite economiche insorgenti da rettifiche, l'Autorità propone di rideterminare le partite fisica e economica di conguaglio relativa all'UdD direttamente impattato e la sua

³⁵ Si tratta, di fatto, di una maggiorazione pari al 3% annuo, calcolata sull'importo originario e non su base composta, a copertura degli interessi maturati sulle partite a credito.

³⁶ Tali dati possono essere direttamente rilevati tramite misuratore, o determinati tramite opportuni algoritmi di calcolo.

³⁷ In realtà i dati di prelievo non orari sono altresì utilizzati per la determinazione dell'energia oraria convenzionale a valere dal mese di giugno successivo; tuttavia stante la natura di acconto di tale energia, si ritiene inutile prevedere una rettifica del suo valore a seguito di eventuali rettifiche ai dati di misura dei punti di prelievo non trattati su base oraria, rimandando alla fase di conguaglio le riconciliazioni di eventuali errori.

³⁸ Il conguaglio relativo all'illuminazione pubblica non prevede un operatore avente ruolo residuale, ma calcola separatamente le partite di conguaglio relative a ciascun UdD sulla base dell'energia effettivamente prelevata dal medesimo. Il prezzo di conguaglio è fissato sulla base del profilo convenzionale per categoria definito ex-ante e non dipende dall'energia effettivamente prelevata né dall'andamento del PRA come, invece, previsto per il prezzo di conguaglio del *load profiling* per fasce.

conseguente liquidazione secondo le modalità previste per le rettifiche tardive del presente documento (liquidazione semestrale o annuale, con applicazione delle maggiorazioni o delle riduzioni di cui ai paragrafi 4.69 e4.70.

Q24. Si condivide la proposta dell’Autorità in merito alle rettifiche di misura dei punti di illuminazione pubblica con profilazione convenzionale?